



**INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS**

PRÁCTICA **RECOMENDADA**

PR IAPG-SC-19-2023-01

**GESTIÓN DE EMISIONES DE
METANO EN OPERACIONES DE
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN**

> 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. Asimismo, 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.

> Índice

- 1 | NOTAS ESPECIALES
- 2 | GLOSARIO
- 3 | INTRODUCCIÓN
- 4 | OBJETIVOS
- 5 | ALCANCE
- 6 | IDENTIFICACIÓN DE FUENTES DE EMISIÓN, E INVENTARIOS
- 6.1 | FUENTES DE EMISIÓN
- 6.2 | INVENTARIOS DE EMISIONES DE METANO
- 7 | MINIMIZACIÓN DE EMISIONES DE METANO A PARTIR DEL CORRECTO DISEÑO Y SELECCIÓN DE
- 8 | PROCESOS DE DETECCIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES
- 9 | PROGRAMAS “LDAR”
- 10 | REPORTE Y REGISTRO DE ACTIVIDADES
- 11 | BIBLIOGRAFÍA
- 12 | ANEXOS

2 Glosario¹

Gas Asociado: La mayor parte del gas natural producido es gas “no asociado”, es decir, gas producido en yacimientos de gas y no relacionado con la producción de petróleo. El “gas asociado” es un subproducto de la producción de petróleo.

Gases de Efecto Invernadero (GEI o Greenhouse gases (GHG)): Componente gaseoso de la atmósfera, natural o antropógeno, que absorbe y emite radiación en determinadas longitudes de onda del espectro de radiación terrestre emitida por la superficie de la Tierra, por la propia atmósfera y por las nubes, ocasionando un aumento de la temperatura. Los principales GEI son el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄), el óxido nitroso (N₂O), los hidrofluorocarbonos (HFCs), los perfluorocarbonos (PFCs) y el hexafluoruro de azufre (SF₆).

Emisión de Metano: Cualquier liberación de metano a la atmósfera, cualquiera sea el origen, motivo y/o duración.

Fuga: Liberación no intencional de gas que contiene metano, proveniente de equipos presurizados utilizados en la industria de producción, procesamiento, transporte y distribución de gas natural. Las fugas son usualmente causadas por imperfecciones o fallas en elementos de equipos, como ser fallas en juntas selladas, bridas, uniones roscadas o soldadas, finales de líneas, liberaciones por defectos en los asientos de válvulas o empaques de vástagos de válvulas. Las Fugas pueden también provenir del cuerpo principal de un recipiente presurizado o de una cañería como producto de corrosión u otro tipo de daño.

LDAR (Leak Detection and Repair): Programa para identificar y reparar los equipos o infraestructuras que puedan ser fuente de emisiones por fugas de equipos presurizados. A menudo se lleva a cabo mediante una inspección periódica para identificar fugas, seguida de la reparación de las fugas encontradas.

Medidas de Mitigación: En el contexto de la política climática, las medidas de mitigación son tecnologías, procesos o prácticas que contribuyen a la mitigación, por ejemplo, tecnologías de energía renovable, procesos de minimización de desechos y prácticas que promueven el uso del transporte público.

Mitigación (del Cambio Climático): Intervención humana destinada a reducir las emisiones o mejorar los sumideros de gases de efecto invernadero.

OGI (Optical Gas Imaging): Dispositivo óptico (cámara) equipado con sensores infrarrojos para detectar gases.

Quema de Gas: Acción de quemar, mediante antorchas, emisiones de gases fósiles en las diferentes etapas de la explotación de petróleo y gas natural.

Fuga: Liberación no intencional de gas que contiene metano, proveniente de equipos presurizados utilizados en la industria de producción, procesamiento, transporte y distribución de gas natural. Las fugas son usualmente causadas por imperfecciones o fallas en elementos de equipos, como ser fallas en juntas selladas, bridas, uniones roscadas o soldadas, finales de líneas, liberaciones por defectos en los asientos de válvulas o empaques de vástagos de válvulas. Las Fugas pueden también provenir del cuerpo principal de un recipiente presurizado o de una cañería como producto de corrosión u otro tipo de daño.

Venteo en Frio: Liberación directa de hidrocarburos gaseosos a la atmósfera.

¹ Para el armado del Glosario se ha tomado, mayormente, como referencia el glosario de IPIECA: Methane Emissions Glossary (Ipieca, 2019).

3 Introducción

Uno de los mayores desafíos del siglo XXI es brindar soluciones a la demanda creciente de energía de manera confiable, accesible y sostenible. Reducir emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI o Greenhouse Gases, GHG) es un objetivo científico, político y de negocio en el que la industria energética, y en particular la de hidrocarburos, desempeñan un rol clave.

A partir de la firma del Protocolo de Kioto (1997) y el Tratado de París (2015), las emisiones de GEI forman parte fundamental de los planes estratégicos nacionales e internacionales y de la agenda global. Los sucesivos reportes técnicos elaborados por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas (IPCC por sus siglas en inglés), advierten sobre la urgencia de implementar acciones para revertir el incremento de las emisiones de GEI y consecuentemente de la temperatura global.

Argentina, al igual que un creciente número de países y compañías alrededor del mundo, firmaron el compromiso de reducir las emisiones de metano al menos un 30 por ciento para el 2030 con respecto a los niveles del año 2020 (Global Methane Pledge).

A fin de contribuir con este objetivo, resulta de gran importancia que en la industria de los hidrocarburos se implementen acciones tendientes a gestionar dichas emisiones. Es por ello que el Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG), desarrolló la presente Práctica Recomendada para ser usada como guía para la gestión de emisiones de metano y su consecuente reducción en las actividades de exploración, producción y transporte de hidrocarburos.

El metano (CH₄) es uno de los GEI de mayor relevancia en la industria de los hidrocarburos debido a su alto potencial de calentamiento global y por ser el principal componente del gas natural.

Todas las aseveraciones, alternativas, recomendaciones, metodologías, tecnologías y, en general todo lo mencionado en la presente Práctica Recomendada, tienen por objetivo sugerir y fomentar acciones que contribuyan a gestionar adecuadamente las emisiones de metano.

Cada empresa podrá establecer su línea de base, y objetivos (targets) de emisiones de metano, así como también su esquema de gestión para lograrlos. Así mismo, podrá evaluar su participación dentro de diversas iniciativas o programas vinculados a la gestión de emisiones de metano. Al momento de confeccionar esta PR, algunas de las existentes son: Climate and Clean Air Coalition – Oil and Gas Methane Partnership (OGMP 2.0), Oil and Gas Climate Initiative (OGCI); Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR), Methane Guiding Principles (MGPs), entre otras.

Esta Práctica Recomendada podrá ser usada como guía o referencia para el establecimiento de las mejores prácticas de gestión de emisiones de metano, pero no presenta carácter normativo ni sustituye la legislación que pueda existir al respecto.

4 Objetivos

El objetivo de la presente Práctica Recomendada es proponer las acciones y mejores alternativas disponibles que resulten en una correcta gestión de las emisiones de metano en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

La detección, estimación, priorización y gestión de dichas emisiones de metano propenden a la reducción del impacto del metano en la atmósfera, así como también evitar la pérdida de gas que podría ser comercializado.

Los objetivos de este documento/práctica son contribuir a que las empresas involucradas puedan:

- 1- Conocer e identificar aquellas potenciales fuentes de emisión de metano en las operaciones de producción y transporte de hidrocarburos.
- 2- Desarrollar sus actividades en ambientes donde las emisiones fugitivas estén identificadas, controladas y adecuadamente gestionadas.
- 3- Implementar Programas de Detección y Reparación de Fugas de metano (LDAR según sus siglas en inglés);
- 4- Incorporar las recomendaciones de la presente Práctica Recomendada desde el diseño de nuevas instalaciones, y así minimizar las emisiones de metano.

5 Alcance

La presente Práctica Recomendada se enfoca en las operaciones de Exploración y Desarrollo en la producción de hidrocarburos (Upstream).

Asimismo, del conjunto de gases de efecto invernadero, en el presente documento, se incluyen acciones y prácticas tendientes a la adecuada gestión de emisiones de gas metano. En este sentido, están comprendidas tanto las emisiones de metano liberado sin quemar (venteos de proceso o emisiones fugitivas), como aquellas resultantes de la combustión incompleta de gas natural.

6 Fuentes de Emisión

6.1. Fuentes de Emisión

Las principales fuentes de emisión de metano que pueden encontrarse en las operaciones de Upstream, pueden clasificarse en:

- a. Emisiones de gas incluidas en las condiciones estándar de las operaciones o de diseño de los equipos (emisiones de procesos, no provenientes de combustión).
- b. Emisiones de gas sin quemar, producto de fallas, roturas, desgastes, o en líneas generales, mal funcionamiento de equipos o componentes (emisiones fugitivas)
- c. Emisiones de metano producto de la combustión incompleta de gas natural (metano inquemado).

Fuentes de emisiones de proceso:

- Venteos en situaciones de emergencias.
- Plantas deshidratadoras de gas (ej. Plantas de Glicol o TEG)
- Plantas de endulzamiento por aminas u otro método tal como plantas de remoción de CO₂ mediante membranas semipermeables.
- Deshidratación por tamiz molecular o lecho de sales secantes.
- Sistemas de control neumáticos accionados por gas.
- Bombas e instrumentos neumáticos accionados por gas.
- Procesos de purga o reducción de presión planificados.
- Emisiones de compresores.
- Emisiones de plantas de tratamiento de aguas.
- Tanques o separadores con flasheo atmosférico.
- "Stacks" fríos.
- Orificios de venteos de tubos flexibles (flex pipes).
- Válvulas de presión y vacío en tanques, especialmente con gas de blanketing.
- Emisiones en carter de motores de combustión a gas combustible.
- Venteos de gas de entrecolumna.
- Venteos por intervenciones de pozos (completaciones, workovers, slickline).
- Venteos por descarga de líquidos en pozos.
- Otros.

Fuentes de emisiones fugitivas:

- Fugas en componentes de válvulas. (por ej. Fugas en válvulas de alivio de presión y válvulas de seguridad, vástagos, etc).
- Fugas en conexiones (bridas, accesorios roscados, juntas, etc).
- Líneas de conducción abiertas.
- Sellos de bombas y sellos de compresores de gas en mal estado.
- Válvulas de alivio de presión y válvulas de seguridad.
- Ductos con corrosión o daños mecánicos (perforación o daño, sismos, etc.).
- Tanques de almacenamiento atmosféricos (fugas en componentes, etc.)
- Liberaciones no intencionales de metano durante operaciones de perforación / completación de pozos
- Otros

Fuentes de emisiones de metano inquemado, como producto de la combustión incompleta de gas natural:

- Emisiones de metano en antorchas de plantas de tratamiento de gas, plantas de compresión o instalaciones fijas de proceso de gas (flaring).
- Emisiones de metano en antorchas de equipos de torre, o en general durante las acciones de perforación, completación o intervención de pozos, incluyendo ensayos de pozos cuyo gas producido se envía a antorcha o fosa de quema.
- Emisiones de metano en escapes de motores accionados mediante gas natural, tales como motogeneradores, motocompresores, motobombas, etc.

Emisiones en combustión de gas natural en equipos de proceso tales como calentadores, heater treaters, o en general, cualquiera que utilice gas natural como combustible.

En los Anexos 1 y 2 se detallan las fuentes de emisiones consideradas, indicando las recomendaciones para cada una de ellas.

6.2. Inventario y Reporte de Emisiones de Metano

El primer paso para una gestión adecuada de las emisiones de metano es confeccionar un inventario de todas las fuentes asociadas a las actividades de la empresa. Para la confección de este se deben tener en cuenta los siguientes principios :

- Relevancia: Seleccionar las fuentes, sumideros, y metodologías de cálculo de acuerdo al contexto y la finalidad del reporte.
- Exhaustividad: Incluir todas las emisiones y sumideros significativos de metano.
- Consistencia: posibilitar las comparaciones significativas de la información generada en el tiempo.
- Precisión: Minimizar el sesgo y la incertidumbre en la información, para la toma de decisiones.
- Transparencia: Incluir información suficiente y apropiada para que los usuarios puedan tomar decisiones con confianza.

Los pasos recomendados para la elaboración del Inventario que esté en línea con dichos principios son:

1-Establecer límites organizacionales, es decir qué partes del negocio se incluirán en el mismo, y posteriormente el enfoque de consolidación, refiriéndose a cómo se considerarán las distintas operaciones que forman parte de la organización. Existen dos enfoques de consolidación:

- a. Enfoque de control (operacional/financiero): se consideran todas las emisiones de las instalaciones y actividades sobre las cuales la organización tiene control financiero u operativo.
- b. Enfoque de participación accionaria: se considera solamente la porción de las emisiones que le corresponden de acuerdo a su participación accionaria en los activos.

Una organización puede usar diferentes enfoques en caso de tener múltiples requerimientos de reporte.

- 2-Definir el alcance del inventario e identificar las fuentes de emisión. El alcance puede ser:
- a. Alcance 1 (Scope 1): Emisiones directas.
 - b. Alcance 2 (Scope 2): Emisiones indirectas provenientes de consumo de energía generada por terceros.
 - c. Alcance 3 (Scope 3): Emisiones indirectas que son consecuencia de las actividades de la organización, provenientes de fuentes que no son propiedad ni están controladas por la empresa.

Al definir qué fuentes se incluirán en el Inventario deben justificarse las exclusiones que se realizan por materialidad, y se debe verificar que no haya doble contabilidad. Se entiende por materialidad a aquellas fuentes cuyas emisiones de GEI resultan significativas, para lo cual debe fijarse un valor, típicamente un porcentaje del total. Si una fuente supera dicho umbral, será considerada material, mientras que si no lo hace, será considerada no material.

Aunque una fuente sea clasificada como “no material” puede igualmente ser parte del inventario, aunque los esfuerzos por mejorar la precisión en la cuantificación de las emisiones, serán menores en relación con las fuentes que sí son materiales.

- 3-Definir y/o detallar el método de cálculo: para cada fuente identificada y de acuerdo a la información disponible se debe seleccionar el mejor método para determinar las emisiones.
- 4-Definir año base que será utilizado para realizar las comparaciones y evaluar la evolución del inventario.
- 5-Control y revisión periódica: Debe definirse con que periodicidad será revisado el

inventario. Se recomienda, como mínimo, que se realice con una periodicidad anual.

El Reporte de Emisiones de Metano, refiere a la cuantificación de las emisiones en un período dado, el cual será definido por cada organización.

El Reporte de Emisiones vincula los factores de actividad de cada una de las fuentes de emisión detalladas en el inventario, con los factores de emisión, para un período dado.

Existen diferentes niveles de reporte, de acuerdo al grado de precisión y detalle en la cuantificación de las emisiones de metano. En función de la información disponible al momento de hacer el inventario inicial, y teniendo en cuenta los requerimientos internos y/o externos, se puede trazar una estrategia de mejora del nivel de reporte a fin de ir incrementando el nivel de detalle de la información y la precisión de los resultados (reducción de incertidumbre). Los cinco niveles de reporte más utilizados son :

Nivel 1 - Emisiones informadas para una empresa a nivel de activo o país (es decir, una cifra de emisiones de metano para todas las operaciones de un activo o todos los activos dentro de una región o país).

Nivel 2 - Emisiones reportadas de un modo agrupado en categorías de fuentes de emisión, es decir simplificadas (ej: categorías de emisiones de IOGP) utilizando diferentes metodologías de cuantificación general por categoría.

Nivel 3 - Emisiones reportadas por tipo de fuente detallada y utilizando factores de emisión genéricos (ej. factores de compendios o protocolos de emisión)

Nivel 4 - Emisiones reportadas por tipo de fuente detallada y usando factores de emisión y de actividad propios. La medición y el muestreo a nivel de la fuente pueden usarse como base para establecer estos factores propios de emisión y de actividad, aunque otras metodologías de cuantificación específicas, como herramientas de simulación y cálculos de ingeniería detallados pueden utilizarse cuando corresponda.

Nivel 5 - Las emisiones se informan de manera similar al nivel 4, pero incluyendo mediciones a nivel del sitio que permitan verificar los valores cuantificados, lo que se denomina reconciliación (mediciones a nivel del sitio que caractericen la distribución de emisiones a nivel del sitio para una población estadísticamente representativa).

7 Minimización de emisiones de metano a partir del correcto diseño y selección de equipos

Es importante destacar que controlar y minimizar las emisiones de 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 respecto a la instalación, uso y mantenimiento, así como también el uso de la última tecnología en sistemas de recuperación de venteos, fugas, antorchas 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.

- Contemplar sistemas de recuperación de vapores.
- Seleccionar bombas neumáticas a aire comprimido o de tipo eléctricas.
- Seleccionar controladores neumáticos a aire comprimido o de tipo eléctricos.
- Seleccionar compresores con sellos secos o de tipo eléctrico sin sellos.

- En caso de instalar compresores reciprocantes contemplar que los mismos cuenten con sistemas de recuperación o derivación de emisiones a sistemas de gas combustible.
- Contemplar que las plantas deshidratadoras de gas mediante glicol cuenten con sistemas de recuperación de vapores en especial cuando se usa stripping gas o bien que usen el gas emitido por el regenerador y tanque de flash como gas combustible o con destino a quema.
- Contemplar en los sistemas de endulzamiento de gas la derivación de los gases ácidos de flasheo y regenerador hacia sistemas de quema o sistemas de gas combustible capaces de utilizar gases ácidos.
- Contemplar en el diseño de instalaciones que no requieran ventear gas sin combustionar para efectuar tareas de regeneración o purga de lechos deshidratadores o de recambio de lechos desulfurizadores.
- Contemplar en el diseño de sistemas de remoción de agua de pozos que no se generen emisiones de gas sin combustionar.
- Contemplar en diseño la despresurización de líneas y equipos hacia sistemas de flare y/o sistemas de compresión auxiliares.
- Contemplar en el diseño de sistemas de control de presión de casing de sistemas de bombeo mecánico de pozos, que no se generen emisiones de gas sin combustionar
- Contemplar en el transporte de hidrocarburos no estabilizados (gasolinas o crudos de alto API, condensados) el uso de tanques presurizados aptos para LPG.
- Contemplar en el diseño de almacenamiento en tanques atmosféricos el recupero de vapores de mezclas de condensados, gasolinas o crudos de alto grado API.
- Contemplar en el diseño que no se utilicen sistemas de combustión o motores a gas que presenten pérdidas de metano apreciables por carter o por chimenea.
- Contemplar soluciones que optimicen el funcionamiento de las antorchas y ayuden a mejorar la combustión, reduciendo así las emisiones generadas en este proceso.

8 Métodos y Equipos para la detección y cuantificación de emisiones

Detección de emisiones de metano:

A continuación, se presentan métodos de identificación y monitoreo de emisiones de metano. Adicionalmente, en los Anexos 3 y 4 se detallan las tecnologías disponibles en el mercado para la detección y cuantificación de metano respectivamente.

a) Detección de pérdidas por personal de operaciones en recorridas de rutina:
Dado su impacto en el medio ambiente, la seguridad de las personas y el desperdicio de recursos valiosos se debe capacitar y alentar al personal para la detección de pérdidas en general y en particular de gas metano. Para ello es importante elaborar checklist que identifiquen tareas de control a realizar y su gestión dentro del sistema de manejo de emisiones de gas metano. Las inspecciones rutinarias aprovechan que los operadores al recorrer de manera sistemática las instalaciones pueden identificar las emisiones fugitivas por medios AVO (auditivo, visuales, olfativos) para la identificación de emisiones fugitivas y reportar un AVO durante sus actividades habituales.

b) Sistemas de detección de emisiones de metano satelitales:

Satélites de baja resolución:

Actualmente existen satélites con instrumentos capaces de observar las concentraciones de metano en todo lugar del planeta con una frecuencia diaria, tales como SENTINEL 2 o SENTINEL 5. Sus resoluciones de pixel varían entre 7kmx7km (SENTINEL 5) hasta 20m x 20m (SENTINEL 2). La información es pública y solo requiere software para su acceso. Otros satélites similares están en plan de lanzamiento en el futuro cercano.

Esta herramienta puede ser utilizada tanto por empresas privadas como por organismos reguladores, ONG´s, y demás terceras partes interesadas, para detectar fuentes que son

observables desde el espacio (fuentes “super emisoras”). No es apto para instalaciones off-shore. Valor para las empresas: permite identificar los “hot spots” de emisiones de sus áreas de concesión y detectar anomalías importantes. Permite asignar prioridades en la gestión de reducción de metano al identificar las áreas con mayor emisión donde aplicar sistemas de mayor costo y mayor resolución.

Satélites de alta resolución:

Existen satélites privados de alta resolución capaces de observar las concentraciones de metano en todo lugar del planeta de forma periódica. Su resolución de pixel es 25mx25m en fotos con áreas de 12kmx12km. La información se provee por contrato. No es apto para instalaciones off shore. Apto para emisiones >100 kg/hr.

Es una herramienta de detección de emisiones de metano usada por los organismos ambientales, reguladores y empresas para confirmar las instalaciones y los responsables de grandes emisiones ya detectadas por satélites de baja resolución.

Valor para las empresas: permite identificar las instalaciones que producen grandes emisiones en un área determinada.

c) Sistemas de detección de emisiones de metano instalados en aeronaves y otros dispositivos aéreos.

Por cuantificación aérea de emisiones de instalaciones por balance de masas:

Se basan en el uso de aeronaves tripuladas con sensores de metano y sensores meteorológicos in situ. Es una herramienta de medición de emisiones de metano que utiliza métodos de balance de materia realizando vuelos sobre instalaciones o áreas.

El nivel de detección mínimo validado es 5 kg/hr +/- 24% de precisión medida.

Valor para las empresas: permite cuantificar rápidamente las emisiones en grandes áreas de concesión e instalaciones. Permite soportar con datos obtenidos por métodos validados de uso estándar en estudios atmosféricos y exactitudes aceptables presentaciones a organismos reguladores y ambientales, reportes de sustentabilidad y auditorías de emisiones. Permite guiar a cuadrillas LDAR en su tarea indicando instalaciones y tramos de gasoductos emisores a inspeccionar. Sistema apto para instalaciones on shore y off shore.

Por detección aérea de emisiones de instalaciones usando método óptico IR:

Se basan en el uso de aeronaves tripuladas o drones con sensores ópticos infrarrojos para detectar concentraciones de metano al volar sobre áreas o instalaciones. Es una herramienta de detección de pérdidas de metano usada para guiar a cuadrillas de LDAR en las tareas de búsqueda. Es adecuada para detectar grandes pérdidas on-shore.

El nivel de detección mínimo medido es 46 kg/hr con probabilidad de detección entre un 12% y 67% dependiendo del nivel de iluminación, meteorología y otros factores.

Valor para las empresas: permite identificar las instalaciones que producen grandes emisiones en un área de O&G y gasoductos asistiendo a cuadrillas LDAR en su tarea. Ofrece mapas georreferenciados con indicación de origen probable de pérdidas.

Cuantificación de emisiones con drones por método de balance de masas:

Se basan en el uso de drones con sensores de metano y estación meteorológica in situ. Realiza medición de emisiones de metano utilizando métodos de balance de materia realizando vuelos en instalaciones, líneas y áreas. Es apto en campañas de monitoreo a baja escala. El nivel de detección mínimo validado es de 1 kg/hr +/- 20% de precisión.

Valor para las empresas: permite cuantificar sus emisiones en líneas de colecta e instalaciones. Permite soportar con métodos de estudio atmosférico validados presentaciones e inventarios.

Permite guiar a cuadrillas LDAR en su tarea indicando equipos y tramos de gasoductos con emisiones a inspeccionar en tiempo real.

Detección de emisiones con drones por método TDLAS:

Se basan en el uso de drones con sistemas de espectroscopía de absorción láser de frecuencia modulable para detectar concentraciones de metano al volar sobre líneas o instalaciones. Se usa en detección de pérdidas de metano para guiar a cuadrillas de LDAR en las tareas de búsqueda en tiempo real. El nivel de detección mínimo promedio es a partir de 6 kg/hr, con una probabilidad general de detección de pérdidas de hasta 90% según la tecnología óptica. Es apto para campañas de monitoreo de baja escala.

Valor para las empresas: permite identificar equipos que producen emisiones en una instalación de O&G o tramo de gasoducto asistiendo a cuadrillas LDAR. Ofrece mapas georreferenciados con indicación de origen probable de pérdidas.

d) Detección de emisiones en vehículos con sensores de gas y meteorología:

Se basan en el uso de sensores de metano de alta sensibilidad (ppb) y frecuencia de medición de al menos 1 por segundo, así como en la medición de viento 2D de alta frecuencia y colocando el vehículo con sensores viento abajo del emisor. Es un equipamiento apto para monitoreo de líneas de gasoductos con traza transitable y detección de plumas emisoras a distancias variables según cantidad emitida. El nivel de detección mínimo varía con la distancia al emisor (normalmente <100m), en distancias menores a 15 m son muy sensibles detectando pérdidas menores a 1 kg/hr.

Valor para las empresas: permite monitorear rápidamente sus emisiones en grandes sistemas de gasoductos y líneas de distribución cumpliendo requisitos normativos. Ofrece mapas georreferenciados de ubicaciones probables de pérdidas indicando instalaciones o tramos de gasoductos emisores a programar e inspeccionar. Permiten utilizar métodos aceptados por EPA para cuantificar emisiones de metano en sitios.

Cuantificación de emisiones terrestres sobre vehículos con método DIAL:

Se basan en el uso de potentes sistemas láser capaces de detectar metano a kilómetros de distancia y determinar su distribución espacial 3D.

e) Sistemas continuos de detección de emisiones de metano de instalaciones

Sistemas estacionarios continuos de cuantificación de emisiones por correlación:

Se basan en el uso de sensores de metano de alta sensibilidad y frecuencia de medición, así como en la medición de viento 2D de alta frecuencia. Este equipamiento es apto para monitoreo de instalaciones críticas y permite conocer la cantidad emitida en forma continua con nivel de detección mínimo de 1 kg/hr así como indicar la dirección y la zona del emisor con precisión de menos de 20 m asistiendo en su búsqueda.

Valor para las empresas: permite monitorear continuamente sus emisiones en instalaciones críticas. Permite identificar zona o equipos emisores de la instalación. Es un método TIER 3 y apto para cumplir normativa OGMP2 nivel 5. Permite definir frecuencia óptima de monitoreo (EPA21) logrando máximo control de emisiones.

Sistemas de cuantificación de emisiones continuos por medición en cerco:

Se basan en el uso de sistemas TDLAS de absorción láser IR capaces de detectar el acumulado de gas metano en la línea de cerco donde se colocan y detectar cambios de concentración en la frontera. Es un equipamiento medianamente costoso y en versiones sin análisis meteorológico pueden generar falsas alarmas.

Valor para las empresas: permite detectar continuamente concentraciones elevadas provenientes de ciertas instalaciones propias o ajenas.

Sistemas fijos de detección de metano usando respuesta de fibra óptica:

Se basan en el uso de una fibra óptica sensible a la presencia de metano en su superficie (porosa).

Permite su despliegue en gasoductos para detección de pérdidas.

Valor para las empresas: Detección temprana de pérdidas en líneas de difícil monitoreo que pueden generar pérdidas de gas en zonas de servidumbre críticas.

f) Equipos empleados para la detección/medición de fugas:

Este tipo de equipamiento suele ser mayoritariamente empleado en programas LDAR. Para mayor detalle consultar el apartado "Programas LDAR", Punto 9

Muestreador de Alto Flujo o High Flow Sampler (HFS por sus siglas en inglés): Suele ser el equipamiento de referencia para cuantificación directa. Consiste en un sistema de aspiración que capta la totalidad de las emisiones y mide el caudal extraído y la concentración de los gases de interés (en este caso, metano). Por balance de masas, mide el caudal de emisión de cada componente analizado.

Algunos de los parámetros relevantes son la capacidad de succión (debe ser suficiente para captar la totalidad de la masa emitida y se expresa en m³/h), rango, exactitud y precisión de la medición de concentración (los analizadores utilizados para medir la concentración de los gases de interés en la emisión deben ser capaces de poseer selectividad de medición de la concentración del compuesto de interés a medir, a la vez que deben tener linealidad de respuesta en el rango de concentración a medir).

Los analizadores deben ser calibrados o verificados al menos semanalmente frente a patrón de gas del compuesto de interés para asegurar la ausencia de errores de drift (corrimiento de escala) y detectar problemas de calibración o funcionamiento y la repetibilidad debe ser mejor a 2% de la medición.

Detector por Ionización de llama o Flame Ionization Detector (FID, por sus siglas en inglés): Este equipo detecta la presencia de hidrocarburos (compuestos orgánicos volátiles) en forma no selectiva pero completa ya que mide todos los hidrocarburos incluyendo el metano. Su mecanismo de medición consiste en aspirar una muestra de aire junto con los gases emitidos y mediante el uso de una llama de hidrógeno excitar térmicamente los componentes para que los hidrocarburos se ionicen y medir conductividad eléctrica del gas a fin de conocer la concentración de átomos de carbono presente. A partir de la concentración medida por el FID y mediante el uso de fórmulas de correlación y factores de emisión siguiendo el método EPA 21, es posible estimar el caudal emitido.

Es importante evaluar que el equipo posea una adecuada sensibilidad al compuesto de interés, Así como también que se encuentre dentro del rango de medición, es decir que abarque concentraciones del compuesto de interés con respuesta lineal en el rango de medición deseado.

Cámaras ópticas infrarrojas sensibles a gases (OGI, por sus siglas en inglés): Pueden detectar la presencia de emisiones de metano en componentes y equipos de las instalaciones. Están equipadas con sensores térmicos que cambian sus propiedades eléctricas cuando les incide radiación infrarroja, poseen filtros para aislar frecuencias específicas de hidrocarburos como metano que absorben luz infrarroja a una longitud de onda específica. Tanto la distancia de la cámara a fuga como la temperatura del aire y el contraste con el fondo de imagen afectan la sensibilidad de la detección, razón por la cual poseen sistemas de enfriamiento para mejorar sensibilidad.

En relación a la utilización de este equipo para la cuantificación de fugas, la misma se realiza

mediante la utilización de softwares específicos que calculan (estiman) las emisiones en función de las imágenes OGI obtenidas por el equipo. Los valores estimados por este método denominado QOGI pueden conllevar una alta variabilidad y/o error, por múltiples factores tales como el contraste de la imagen, el grado de turbulencia del aire, el viento, la distancia de captura y la magnitud de la fuga.

Detector Remoto de Fugas de Metano (RMLD por sus siglas en inglés): es utilizado para medir la presencia específicamente de metano y el principio de funcionamiento se basa en la emisión de un pulso láser que es parcialmente absorbido por las moléculas de metano, se refleja en una superficie dada y retorna al detector. En función de la porción de la señal láser que fue atenuada, permite cuantificar la presencia de metano en un gas. Sirve para detectar metano en lugares elevados o en zonas inaccesibles ya que puede usarse hasta un máximo de 100 m de distancia e incluso atravesar vidrios para medir presencia de metano en espacios interiores desde el exterior (en caso que posean superficie vidriada o aperturas). La lectura que ofrece se es concentración de metano promedio por metro recorrido por la señal láser.

Detector selectivo de metano: es un instrumento que permite medir la concentración de metano en una muestra aspirada por el equipo mediante el empleo de espectroscopía infrarroja. Permite medir la concentración de metano en una mezcla de hidrocarburos con alta precisión existiendo instrumentos tan sensibles que detectan hasta 100 partes por trillón de metano.

9 Programas de Detección y Reparación de Fugas

Es recomendable implementar un programa de Detección y Reparación de Fugas (LDAR, por sus siglas en inglés) en todos los equipos y componentes que han sido identificados como fuentes o posibles fuentes de emisión. Los tiempos de reparación dependerán de la magnitud de la fuga (kg/h), así como también de la ubicación, si es exterior o interior, las condiciones de dispersión, la cercanía a puntos calientes, entre otros. En síntesis, dependerá de la probabilidad de afectación a las personas, el ambiente o los activos y a la severidad de la misma, es decir al riesgo que conlleve la fuga (priorización basada en riesgo). Para ello, cada empresa podrá aplicar un sistema de priorización y tiempos de reparación, que contemple el riesgo de la misma, y los parámetros anteriormente mencionados.

Se recomienda que el programa LDAR incluya la designación de responsables con el fin de asegurar su implementación, una frecuencia determinada para la realización de las campañas, el seguimiento de la reparación de las fugas detectadas, la efectividad de la reparación, como así también incluir la medición de las fugas detectadas (ya sea por métodos directos o indirectos).

Cada organización definirá la frecuencia con la que realizará campañas LDAR, y su alcance, de modo que el programa brinde resultados representativos y actualizados. Las campañas LDAR sostenidas en el tiempo, permiten recolectar información de modo de identificar tendencias y/o patrones de fugas y eventualmente tomar acciones en función de estas observaciones.

Se recomienda que los equipos / componentes en los que se detecten fugas, sean identificados mediante un sistema definido por la organización, a fin de posibilitar una adecuada trazabilidad de la fuga, su fecha de detección, caudal de fuga, priorización según riesgo, programa de reparación, fecha de reparación y efectividad de dicha reparación.

En los casos que se detecte una fuga en un equipo / componente crítico, se recomienda reducirla en el menor tiempo posible y comprobar el éxito de la reparación mediante nuevas mediciones. En caso de que los equipos / componentes no puedan ser reparados y/o sustituidos en el tiempo requerido por razones de fuerza mayor, se recomienda llevar a cabo acciones orientadas a reducir la fuga, y medir de forma permanente la potencial presencia de mezcla explosiva.

En caso de detectarse una fuga, y con el objeto de determinar el caudal de dicha fuga, es recomendable realizar una medición directa de las emisiones con muestreador de alto flujo o bien utilizar métodos indirectos tales como software de correlación con imágenes infrarrojas, y como última instancia cálculos o simulaciones de ingeniería debidamente justificados.

Todo el instrumental utilizado deberá ser apto para el uso en áreas clasificadas de acuerdo al riesgo y se usarán equipos debidamente certificados, calibrados y siguiendo las recomendaciones del fabricante. Se deberá contemplar la seguridad y transparencia de los datos, aclarándose en instructivos y contratos la importancia de garantizar el correcto registro de las detecciones y mediciones realizadas.

La información proveniente de las campañas LDAR puede utilizarse como cuantificación de emisiones fugitivas en el reporte de emisiones, siempre que se hayan tomado mediciones precisas, representativas y actualizadas. En ese caso, se deberá considerar que toda nueva fuga o emisión encontrada estuvo emitiendo hasta tanto se repare y se verifique fehacientemente que el componente ha dejado de emitir.

En resumen, se recomienda que el programa LDAR registre:

- Fecha de revisión, instalación relevada, equipo o componente con fugas, equipamiento utilizado para registrar la fuga, identificación/codificación designada a la misma.
- Caudal másico de fuga de metano.
- 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.

10 Seguimiento y control de emisiones

Una vez identificadas y cuantificadas las emisiones, es recomendable implementar un procedimiento de seguimiento y control de las mismas de acuerdo a los objetivos internos y requerimientos externos, manteniendo un registro documentado que sirva de respaldo y referencia.

Se recomienda la implementación de acciones para verificar la eficacia de las reparaciones, mejoras de procesos o modificaciones de procedimientos operativos que puedan haber sido implementados.

Es recomendable tener un programa de registro de las actividades de inspección, reparación, mejora de procesos o modificaciones de procedimientos operativos, que sirvan de soporte de las actividades realizadas por la empresa en pos de la reducción de las emisiones identificadas. 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.

Para un seguimiento más amplio de las emisiones de una operación, se podrán utilizar indicadores de intensidad que permitan evaluar el desempeño por unidad de producción (t CH₄/t HC producidos; m³ CH₄/m³ gas vendido; t CH₄/boe; t CO_{2e}/GJ; entre otros).


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.

11**Bibliografía**

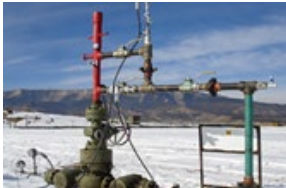
- IPCC, 2018: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts 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 - México. http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5543033&fecha=06/11/2018
- 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.


1. Anexos


Anexo 1: Fuentes de emisiones de proceso descripción, técnicas de mitigación, equipos de detección y cuantificación disponibles, y metodologías de cuantificación¹

Fuente	Información General	
<p>Fractura hidráulica y finalización de pozo Fuente de emisión de Proceso/Producción</p>  <p>Fuente de la imagen: http://www.USGS.gov Información adicional: http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-8-well-venting-flaring-during-well-completion</p>	Descripción	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.
	Técnicas de mitigación	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%.
	Equipos de detección	<ul style="list-style-type: none"> Equipo óptico de imágenes de Gas
	Equipos de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> Medición continua de emisiones con sensores fijos de metano y vientos y sistemas de correlación durante perforación y terminación. Muestreador de flujo total con sensor de metano de rango adecuado. Medidor de orificio si la corriente no arrastra gotas.
	Metodologías de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> Metodología de medición directa y cálculo Factores de emisión por defecto ($\text{Sm}^3/\text{finalización/año}$)


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


Fuente	Información General	
<p>Venteo en el cabezal del encamisado en pozos de petróleo <i>Fuente de emisión de Proceso/Producción</i></p>  <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>	Descripción	<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 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>
	Técnicas de mitigación	<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. De este modo se captura el gas del cabezal impulsándolo dentro de la cañería de producción de crudo o en una cañería independiente hasta la instalación que se disponga para su aprovechamiento, y así se ayuda a aliviar la presión si es que ambos volúmenes de caño camisa y de producción están interconectado por fallas o ausencia de los tapones, efectivizando un alivio de contrapresión al reservorio de crudo, para así aumentar su producción de petróleo. O direccionar el gas a una antorcha, donde se puede alcanzar hasta un 95% de reducción de emisiones.</p>
	Equipos de detección	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas
	Equipos de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Muestreador de flujo total con sensor de metano de rango adecuado. • Medidor de orificio o de paletas con acumulador.
	Metodologías de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Medición directa • Cálculo de ingeniería • Factores de emisión por defecto (Sm^3/pozo o $\text{Sm}^3/\text{evento/año}$)


Fuente	Información General	
<p>Descarga de líquidos en pozos de gas Fuente de emisión de Proceso/Producción</p>  <p>Fuente de la imagen: CCAC</p> <p>Información adicional: http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-7-well-venting-liquids-unloading</p>	Descripción	<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>
	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. • Usar compresor boca de pozo móvil para recuperar gas y no ventear
	Equipos de detección	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas
	Equipos de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Separador y muestreador de flujo total de rango adecuado y sensor. • Separador pequeño con medidor de orificio o paletas y acumulador.


Fuente	Información General	
	Metodologías de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Medición directa • Cálculos de ingeniería² • 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: MESSCO Información adicional: http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-5-glycol-dehydrators</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>
	Técnicas de mitigación	<ul style="list-style-type: none"> • Instalar separadores de flasheo de tanques con derivación de gas a línea de gas combustible y optimizar la tasa de circulación del glicol, pudiendo alcanzar un 90% de reducción de emisiones. • Direccional los venteos del regenerador a quemador de mismo regenerador o VRUs para su posterior uso como combustible (alcanzando hasta un 90% de reducción de emisiones) o enviar a antorcha (alcanzando hasta un 98% de reducción de emisiones). • Reemplazar por deshidratadores de emisión cero (por ejemplo, desecantes) alcanzando grandes reducciones de emisiones si durante el recambio o regeneración de desecante no se emite metano. • Solo usar gas de stripping si dicho gas es post recuperado y combustionado. • 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


² 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-October/API-ANGA-Survey-Report.pdf>

Fuente	Información General	
	Equipos de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Muestreador de flujo total con sensor de metano de rango adecuado • Adaptador con cierre y medidor de turbina con acumulador
	Metodologías de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Medición directa • 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 Fuente de emisión de Proceso/Producción; Recolección y Procesamiento; y Transporte y Almacenamiento</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 http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2014/04/epa-devices.pdf</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 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>
	Técnicas de mitigación	<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. • 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.
	Equipos de detección	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas • Detector laser de pérdidas RMLD
	Equipos de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Bolsa de venteos calibrada • Muestreador de alto volumen (captura de datos en minutos)


Fuente	Información General	
		<ul style="list-style-type: none"> • Medidor de flujo aguas arriba de la línea de suministro de gas
	Metodologías de cuantificación	<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 Fuente de emisión de Proceso/Producción; Recolección y Procesamiento; y Transporte y Almacenamiento</p>  <p>Fuente de la imagen: Siemens.com Información adicional: http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-3-centrifugal-compressors-%E2%80%9Cwet%E2%80%9D-oil-seals http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2014/04/epa-compressors.pdf</p>	Descripción	<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>
	Técnicas de mitigación	<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.
	Equipos de detección	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas
	Equipos de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Muestreador de alto volumen (captura de datos en minutos) • Medidor de turbina si puede contenerse con cierre el punto de emisión


Fuente	Información General	
	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 recíproca (intercambiable) Fuente de emisión de Proceso/Producción; Recolección y Procesamiento; y Transporte y Almacenamiento</p>  <p>Fuente de la imagen: MESSCO</p> <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>	Descripción	<p>Aunque hay varios puntos de fuga como emisiones de carter de motor, pérdidas de metano en chimenea de motor, un gran volumen de pérdida de gas dentro de los compresores (intercambiables) recíprocos 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 cuando las emisiones superan los valores aceptables de entre 12 scfh (nuevo packing) a 55 scfh (inaceptable pues costo de gas supera inversión de reemplazo packing en menos de 1 año).</p>
	Técnicas de mitigación	<ul style="list-style-type: none"> • Cambiar en forma regular las varillas del pistón, 50-65% reducción de emisiones alcanzables. • Redirigir venteos a gas de consumo de compresor o 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 compresor o VRU y hasta 99% cuando se implementa una conexión a antorcha. • Colocar y controlar la tecnología adecuada de empaquetaduras sellos de vástagos. • Selección y mantenimiento de válvulas compresoras • Disponer del adecuado estado y correcto set de sellado de cilindros con “anillos de pistón”:
	Equipos de detección	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas • Equipo de detección acústica (pérdidas por válvulas)


Fuente	Información General	
	Equipos de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Bolsa de venteos calibrada • Muestreador de gran volumen (ideal) • Medidor de orificio conteniendo con un cierre el punto de emisión
	Metodologías 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
<p>Venteos de gas asociado a instalaciones de producción de crudo en upstream Fuente de emisión de Proceso/Producción</p>  <p>Fuente de la imagen: TZN Petroleum Información adicional: http://article.sciencepublishinggroup.com/pdf/10.11648.j.ijema.20160406.13.pdf</p>	Descripción	<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>
	Técnicas de mitigación	<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 • Aprovechar el gas venteado como fuente de gas combustible
	Equipos de detección	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas
	Equipos de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Medidores ultrasónicos tipo clamp on externos • Muestreadores de flujo total con sensores aptos para el rango
	Metodologías de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Medición directa • Factor de emisión específico del sitio basado en mediciones pasadas (en % de salida/entrega)

Fuente	Información General	
<p>Tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos, carga y transporte, descarga de agua de producción Fuente de emisión de Proceso/Producción; Recolección y Procesamiento; y Transporte y Almacenamiento</p>  <p>Fuente de la imagen: Intechww.com</p> <p>Información adicional: Tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos: http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-6-unstabilized-hydrocarbon-liquid-storage-tanks Carga y descarga de hidrocarburos: Loading%20and%20Unloading%20Evaporation%20Losses%20-%20Rev%200.doc">https://www.globalmethane.org/m2mtool/files/inddesc>Loading%20and%20Unloading%20Evaporation%20Losses%20-%20Rev%200.doc Descarga de agua de producción: https://www.tceq.texas.gov/assets/public/permitting/air/NewSourceReview/oilgas/produced-water.pdf</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 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>
	<p>Técnicas de mitigación</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Instalar torres de estabilización delante de los tanques para obtener una reducción de presión de vapor adecuada para su carga en barcos o barcasas. La estabilización elimina gran parte del metano de los hidrocarburos líquidos • 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%. • Cuando las VRU conectadas a tanques deben parar por algún sistema de integridad de la misma, seguridad de planta o para mantenimiento programado, se debe disponer de un sistema de quema de baja presión que satisfaga la totalidad de los potenciales vapores inflamables generados en los tanques. Para esto, por cuestiones de economía, menor complejidad de

Fuente	Información General	
		<p>facilidades y eficiencia de quemado, se recomienda el uso de quemadores encapsulados (ECD: Enclosed Combustion Devices).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reducir la presión de operación, incrementar la presión en tanque, cambiar la geometría de la cañería de carga. • Instalación de sistemas de compresión y bombeo de trasvase para camiones, carro tanques de trenes y buques. La compensación del proceso de evaporación los tanques durante sus vaciados mientras están cerrados para no ventear a la atmósfera ni para permitir una mezcla explosiva debe ser extraída por parte del volumen de gas disponible en el tanque de llenado. Para eso se utilizan módulos compresores típicos para GLP. • 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. • Diseñar operación sin uso de tanques donde sea posible. • Utilizar tanques con membrana donde la disminución de pérdidas sea costo efectiva.
	Equipos de detección	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas • Medidor de concentración FID con logger • Sistemas de muestreo para especiación con cromatografía de gas
	Equipos de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Bolsa de venteos calibrada • Medidor de orificio con logger • Muestreador de volumen total con sensor de rango adecuado y logger
	Metodologías de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Medición directa en conjunto con análisis de composición de gas venteado <ul style="list-style-type: none"> • Método de estimación por medio de cálculos con software (E&P TANKS de EPA o AspenTech HYSYS para pérdidas por flasheo) • Análisis de laboratorio de hidrocarburos líquidos • Factores de Emisión (Sm³/bbl dependiendo del tipo de tanque)

Fuente	Información General	
<p>Despresurización de equipos y purgas en ductos e instalaciones Fuente de emisión de Proceso/Producción; Recolección y Procesamiento; y Transporte, Almacenamiento y Distribución</p>  <p>Fuente de la imagen: Pipeliner Channel Información adicional: http://blogs.edf.org/energyexchange/files/2016/07/PHMSA-Blowdown-Analysis-FINAL.pdf</p>	Descripción	<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>
	Técnicas de mitigación	<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.
	Equipos de detección	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas
	Equipos de cuantificación	<p><i>(Cuando el venteo es purgado por tubo de venteo o en ductos):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Medidor de orificio con acumulador y protección si hay gotas o solidos
	Metodologías de cuantificación	<ul style="list-style-type: none"> • Medición directa (difícil) • Cálculos de ingeniería basados en los procesos • Factores de Emisión ($\text{Sm}^3/\text{evento}$ dependiendo del tipo de evento)
Pérdidas en equipos y componentes	Descripción	<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,</p>

Fuente	Información General	
<p data-bbox="199 295 719 395"><i>Fuente de emisión de Proceso/Producción; Recolección y Procesamiento; y Transporte, Almacenamiento y Distribución</i></p>  <p data-bbox="322 660 674 687">Fuente de la imagen: EDF.org</p> <p data-bbox="199 692 797 938">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 data-bbox="1064 295 2038 676">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 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 consideran fugas.</p>
	Técnicas de mitigación	Detección y reparación de pérdidas (LDAR), reducción variable de emisiones
	Equipos de detección	<ul data-bbox="1064 766 2038 976" style="list-style-type: none"> • Equipo óptico de imágenes de Gas • Analizadores de vapores orgánicos (OVAs) y tóxicos (TVAs) por ionización con llama de hidrógeno (FID) • Detector laser de pérdidas RMLD • Solución jabonosa y método de espuma. • Detección acústica de pérdidas
	Equipos de cuantificación	<ul data-bbox="1064 989 2038 1091" style="list-style-type: none"> • Bolsa de venteos calibrada • Muestreador de alto volumen • Equipo de detección acústico (para pérdidas por válvulas)
	Metodologías de cuantificación	<ul data-bbox="1064 1104 2038 1206" style="list-style-type: none"> • Medición directa con equipos • Factor de emisión por medición de método EPA21 y correlaciones de EPA • Factor de emisión por componente según EPA sin medición o de API
<p data-bbox="199 1252 763 1355">Combustión incompleta (incluyendo la quema del gas asociado de petróleo (APG), motores, turbinas, calentadores)</p>	Descripción	<p data-bbox="1064 1252 2038 1355">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</p>

Fuente	Información General	
<p data-bbox="199 295 730 395"><i>Fuente de emisión de Proceso/Producción; Recolección y Procesamiento; y Transporte y Almacenamiento</i></p>  <p data-bbox="277 604 721 632">Fuente de la imagen: Sparrows group</p> <p data-bbox="199 639 472 667">Información adicional:</p> <p data-bbox="199 675 786 775">https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf</p> <p data-bbox="199 818 786 884">https://www3.epa.gov/airtoxics/flare/2012flaretchreport.pdf</p>		<p data-bbox="1064 295 2038 501">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>
	Técnicas de mitigación	<ul data-bbox="1064 513 2038 936" 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, protecciones de viento, etc). • Si se requiere un sistema de quema de baja presión se sugiere a una antorcha de baja presión, o una unidad de combustión de vapores encapsulada (VCU) para grandes cantidades de flujo, o un quemador encapsulado (ECD) para menores cantidades de flujo; pero si también se requiere disponer sistemas de quema para alta presión, existen soluciones duales que pueden utilizar el mismo mástil estructural pero con circuitos de gas independientes y quemadores independientes en la sima como en un quemador encapsulado.
	Equipos de detección	Medición de emisiones con sensores de metano y anemómetros 2D continuos
	Equipos de cuantificación	Medición de eficiencia de antorcha con sensores aéreos o en tierra
	Metodologías de cuantificación	Cálculos de ingeniería basados en correlaciones o factores de emisión


Anexo 2: Fuentes emisiones fugitivas en equipos y componentes³

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 ventean 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 o ha sufrido erosión.
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.


³ 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 detección⁴


Tecnología	Información General	
<p data-bbox="203 632 497 735">Imagen Óptica de Gases (OGI) (Cámara Infrarroja)</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 térmicos llamados micro bolómetros que cambian sus propiedades eléctricas cuando les incide radiación infrarroja, poseen filtros para aislar frecuencias específicas de hidrocarburos como metano que absorben luz infrarroja a una longitud de onda específica. Poseen sistemas de enfriamiento para mejorar sensibilidad.
	Operación / Detección	Las cámaras OGI portátiles pueden ser manipuladas con la mano u operadas de forma remota desde dispositivos montados fijos o móviles (vehículos y drones). Las portátiles son buenas para los análisis en sitio y son recomendadas como método de detección para componentes elevados. 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. Las cámaras poseen la capacidad de grabación y capacidad de fotografiar el componente para su posterior análisis. Se recomienda capacidad de comunicación bluetooth y GPS.
	Metodología de uso	Por lo general son fáciles de operar, pero requieren capacitación y certificación. Hay también disponibles versiones para ubicación fija o medios móviles (vehículos y drones).
	Aplicabilidad	Fugas y venteos de magnitud, generalmente escanea hasta 20 m de distancia (las fugas pequeñas se pueden detectar solo a corta distancia). Todos los compuestos de hidrocarburos que absorben en el rango de filtro de la cámara serán detectados usando cámaras OGI (no solo metano). Las variables más importantes son distancia a la fuga (sensibilidad cae con el cuadrado de la distancia a la fuga) y diferencia de temperatura gas/fondo donde cada 2°C de diferencia de temperatura se duplica la sensibilidad por ende requieren destreza para buscar un buen contraste.
	Velocidad de detección	Escanea zonas en tiempo real, capaz de escanear 1000 componentes por jornada LDAR.
	Restricciones climáticas	Las condiciones climáticas afectan la detección y en especial se requiere una diferencia de temperatura entre el gas de fuga y el fondo de imagen. El viento afecta sensibilidad por mezclado.
	Cuestiones de seguridad	Solo adquirir y utilizar cámaras OGI certificadas para áreas clasificadas ya que se requiere proximidad a la fuga y posibles condiciones de riesgo en los lugares donde se realizan inspecciones.


⁴ Climate & Clean Air Coalition – Appendix A: Conducting emissions surveys, including emission detection and quantification equipment, May 2017.


Tecnología	Información General	
	Requerimientos de servicio	No requiere calibración.
<p data-bbox="241 678 459 742">Detector laser de pérdidas</p> 	Descripción	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 infrarrojo con una frecuencia que es específicamente absorbida por el metano. Cuando el rayo del láser de un RMLD pasa a través de una columna de gas (y luego se refleja al impactar en una superficie lo suficientemente reflectiva que lo devuelve al RMLD), detectará si hay metano presente en la trayectoria del rayo.
	Operación / Detección	El operador apunta con su dispositivo RMLD hacia el equipo o las instalaciones desde una distancia a lo largo de una línea de visión y una distancia al objetivo menor a 15/30 m. El dispositivo utiliza un láser infrarrojo invisible para detectar la presencia de metano junto con un láser verde visible para ayudar al operador a saber donde está apuntando. El operador mediante un botón de disparo en el dispositivo acciona el láser. Requiere una superficie que refleje el láser de vuelta al receptor del instrumento, el RMLD lo recoge y la señal se procesa dando una concentración de metano en partes por millón por metro (ppm-m). Esto permite buscar las zonas de mayor concentración de metano.
	Metodología de uso	En general, su manejo es sencillo y la habilidad consiste en encontrar una superficie en el fondo para reflejar el láser sin cambios grandes de distancia. La sensibilidad se reduce con la distancia y con mayor concentración de background y baja linealmente con la reflectividad de la superficie del fondo.
	Aplicabilidad	Es útil para detectar fugas de metano provenientes de fuentes difíciles de alcanzar o en zonas inaccesibles. Permite la detección de metano hasta un máximo de 30 m. Específico para detectar metano. No visualiza el gas sino que mide concentraciones promedio en la trayectoria del láser.
	Velocidad de detección	La unidad responde casi instantáneamente, escanea el área en tiempo real y puede facilitar la búsqueda de fugas, capaz de escanear cientos de componentes por hora.


Tecnología	Información General	
	Restricciones climáticas	Aplicable para la mayoría de las condiciones (-17°C a 50°C, 5 a 95% humedad relativa), es afectado por dispersión de pluma por el viento, nieve y lluvia.
	Cuestiones de seguridad	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
	Requerimientos de servicio	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.
Mapeo con burbujas de jabón 	Descripción	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.
	Operación / Detección	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.
	Metodología de uso	Por lo general es un método simple y rápido donde se aplica en forma manual la solución de agua y jabón.
	Aplicabilidad	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.
	Velocidad de detección	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.
	Restricciones climáticas	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.
	Cuestiones de seguridad	Es un método seguro.
	Requerimientos de servicio	N/A

Tecnología	Información General	
<p data-bbox="210 619 495 683">Sniffers o Analizadores FID</p> 	Descripción	Los detectores de ionización por llama son detectores de hidrocarburos portátiles que pueden usarse efectivamente para detectar fugas de metano. Los dispositivos consisten en un detector de ionización de llama de hidrógeno (FID) que es particularmente sensible al metano y que es capaz de medir concentraciones de metano e hidrocarburos que varían de 1 a 100.000 ppm.
	Operación / Detección	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 FID aspira el aire y mide la concentración de hidrocarburos a medida que el dispositivo se mueve lentamente a lo largo de la abertura o sello. Una vez que se determina una lectura de concentración máxima, el dispositivo registra el valor que se compara con la definición de fugas (en ppm) para el componente analizado.
	Metodología de uso	Operación manual, el método EPA21 requiere que un operador verifique pérdidas en cada componente en toda la periferia de juntas.
	Aplicabilidad	Particularmente efectivo con pequeñas fugas en componentes y conexiones o lugares difíciles de visualizar con OGI. No es adecuado para componentes en altura o inaccesibles. Dado que busca fugas componente a componente en cada posible punto de fuga potencial es el método que más fugas encuentra y la referencia aceptada de comparación de otros métodos. Existen correlaciones (normalmente conservadoras y validadas) entre la concentración máxima detectada y emisión asociada que sirve para efectuar inventarios sin requerir otros métodos de cuantificación validados.
	Velocidad de detección	Dependiendo de la mano de obra y las instalaciones / accesibilidad de los componentes, los operadores pueden inspeccionar entre 250 componentes a no más de 500 componentes por jornada.
	Restricciones climáticas	Rango de temperatura de uso -10°C a 45°C. Temperatura de encendido >20°C
	Cuestiones de seguridad	El operador requiere estar directamente al lado de la Fuente de emisión para la detección por lo que el equipo FID a utilizar debe estar certificado para áreas con riesgo de explosión

Tecnología	Información General	
	Requerimientos de servicio	Requiere de calibración manual diaria por el método EPA21.
<p data-bbox="215 730 486 794">Detección Acústica de Pérdidas</p> 	Descripción	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). Algunos detectores permiten sintonización de frecuencias.
	Operación / Detección	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. 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. Existen correlaciones para estimar tamaño de fuga.
	Metodología de uso	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).
	Aplicabilidad	Es útil particularmente para válvulas con defecto de cierre conectadas al sistema de flare y componentes de difícil acceso, sensible a grandes pérdidas y gas presurizado. No es tan útil para pequeñas pérdidas o gas de baja presión (150 psi es requerido para detectores ultrasónicos).
	Velocidad de detección	Requiere personal especialmente entrenado y la detección es laboriosa pues se debe lograr eliminar interferencia de ruidos, usado para casos mencionados donde otras técnicas no son viables.
	Restricciones climáticas	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.
	Cuestiones de seguridad	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.

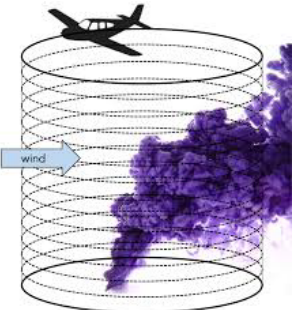
Tecnología	Información General	
	Requerimientos de servicio	No requiere de calibración rutinaria.
<p data-bbox="248 727 450 791">Sensores ópticos espectrales (IR)</p> 	Descripción	Los equipos que utilizan espectrómetro son capaces de detectar grandes concentraciones de metano en el aire al medir las longitudes de onda de la luz solar reflejada por las moléculas de metano en el aire.
	Operación / Detección	Por lo general, el sensor se desplaza en aviones o drones 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 100 km ² /día de yacimientos en un solo día usando aviones y 3 a 10 km ² por día con drones, 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.
	Metodología de uso	La visualización requiere de sensores del espectro montadas en aviones o drones y que vuelen por las áreas a ser verificadas.
	Aplicabilidad	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 ni generalmente detectar los componentes emisores o fuentes de emisión específicas que puedan constituir las emisiones totales de la instalación. Su mayor utilidad es inspección de áreas y gasoductos. La inspección con drones permite observar componentes, pero el rinde de trabajo es menor que el obtenido usando aeronaves tripuladas.
	Velocidad de detección	Pueden inspeccionar rápidamente grandes áreas, y reducir efectivamente el tiempo de mapeo por instalación.
	Restricciones climáticas	Los requisitos de la luz solar para el espectrómetro pueden constituir una restricción, como así también las condiciones del clima como el viento y condiciones adversas para el vuelo del avión.
	Cuestiones de seguridad	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.

Tecnología	Información General	
	Requerimientos de servicio	N/A (proveedores de servicio).
<p data-bbox="212 686 481 853">Sistemas de Sensores fijos en instalaciones para detección y cuantificación de fugas en forma continua</p> 	Descripción	Estos sistemas estacionarios están compuestos por sensores de concentración y sensores meteorológicos colocados en sitios estratégicos alrededor de plantas o áreas a monitorear que contienen muchos equipos. Se comunican y envían datos por wi-fi o red celular a una plataforma web que realiza los cálculos y detecciones sin requerir mano de obra. Cuando se instala este sistema se relevan y cargan los equipos y sus posiciones GPS a una base de datos. Normalmente consiste de 5 sensores, uno para meteorología y 4 para concentración rodeando el área de monitoreo.
	Operación / Detección y cuantificación	Los sensores miden continuamente la concentración de metano y la velocidad y dirección del viento la promedian y la transmiten a la plataforma web. Los datos son procesados por un software que determina con dichos datos cual es la cantidad de metano emitido al comparar las concentraciones viento arriba de la instalación con las medidas viento abajo. Asimismo, determina la dirección de donde proviene la fuga correlacionando las mediciones de los sensores. También determina que equipos están en esa dirección y los clasifica con un orden de prioridad para inspección. Además, determina la distancia de la fuga a los sensores con precisión mejor a 20 m y reporta cada 15 min.
	Metodología de uso	Los sensores se instalan en ubicaciones acordes a los equipos a monitorear a distancias de entre 20 m y 100 m. Normalmente son 5 alrededor de cada planta (4 de concentración y uno de meteorología). Se configura a quien debe reportarse si la instalación emite metano por encima de cierto valor y se define el valor de alerta que disparará un mail o mensaje. El operador puede acceder con su clave a la plataforma y determinar en cualquier momento el estado de emisiones de sus instalaciones.
	Aplicabilidad	Particularmente útil para controlar instalaciones críticas con muchos equipos como plantas de endulzamiento, plantas de separación de LPG, deshidratadoras y compresión, tanques, etc. Usado en equipos de perforación, terminación y workover en un esquema móvil de control de emisiones.
	Velocidad de detección	Actualizan valores de emisión y ubicación de dirección de fuga cada 15 minutos.
	Restricciones climáticas	Si las condiciones climáticas afectan las comunicaciones de wi-fi o red celular el sistema acumula los datos esperando el momento de transmitirlos cuando se dispone de red nuevamente. Para climas de frío extremo por debajo de -20°C se requieren versiones especiales más complejas.


Tecnología	Información General	
	Cuestiones de seguridad	Los sensores se ubican fuera de áreas clasificadas con distancias de entre 20 m a 100 m de los equipos para poder captar sus emisiones sin importar su altura.
	Requerimientos de servicio	Los proveedores del servicio de monitoreo incluyen la instalación y los equipos, el servicio de comunicación, mantenimiento, gestión de alertas, plataforma de cálculos por un costo anual.
<p data-bbox="212 742 488 837">Sistemas de Sensores espectrales de metano montados en satélites</p> 	Descripción	Estos sistemas satelitales realizan órbitas alrededor de la tierra con diferente frecuencia de sobrevuelo sobre cada punto del planeta y también diferentes resoluciones de pixel. Cuentan con poderosos espectrómetros para detectar la concentración de metano en la atmósfera con alta precisión. Actualmente existe un satélite de baja resolución que mide cada día en todo el planeta y dos satélites de alta resolución que miden en áreas a pedido de los interesados y frecuencia mensual
	Operación / Detección y cuantificación	Los sensores miden la concentración de metano utilizando las bandas de absorción en el infrarrojo y usando cálculos complejos que tienen en cuenta un gran número de variables que pueden alterar las mediciones. Los datos se procesan en tierra. Las mediciones de metano se combinan con mediciones de viento y modelos atmosféricos para realizar estimaciones de cantidades emitidas de metano en el área de estudio.
	Metodología de uso	Los satélites con instrumentos de baja resolución como TROPOMI por su alta frecuencia de órbita permiten medir cada día la concentración de metano en el planeta y sirven para identificar áreas emisoras y realizar estimaciones. Estas áreas emisoras luego son investigadas por los dos satélites de alta resolución que posee la firma GHGSat que permiten observar las plumas de metano para identificar la instalación emisora y calcular lo emitido con mayor precisión.
	Aplicabilidad	Particularmente útil para controlar emisiones a nivel planetario identificando áreas que emiten, responsables de las emisiones, instalaciones y magnitudes emitidas. Es la herramienta preferida de las agencias y organismos que estudian las emisiones de metano.
	Velocidad de detección	El procesamiento de los datos satelitales lleva 2 días normalmente, la medición requiere que el satélite este pasando sobre el área en la órbita y por ende depende de la frecuencia orbital. En los satélites de alta resolución existe un límite de energía disponible para mediciones en cada órbita.
	Restricciones climáticas	La presencia de nubes impide medir, tampoco es posible medir sobre el agua (offshore)

Tecnología	Información General	
	Cuestiones de seguridad	N/A.
	Requerimientos de servicio	Los datos de TROPOMI son públicos y solo se requiere contratar el procesamiento de los datos. Los satélites de GHGSat de alta resolución se contratan a pedido identificando las áreas a inspeccionar


Anexo 4: Tecnologías/Metodologías de cuantificación⁵


Tecnología/Metodología	Información General	
<p data-bbox="219 571 515 710">Sistemas de Sensores móviles en aviones o drones para detección y cuantificación de fugas</p> 	Descripción	Estos sistemas están compuestos por sensores de concentración de metano y sensores de etano así como sensores meteorológicos colocados en plataformas aéreas (aviones o drones) y un software de detección y cálculos. El método de trabajo es volar en trayectorias viento abajo y arriba de instalaciones para cuantificar cuanto emite cada instalación observada y determinar si hay fugas.
	Operación / Medición y Detección	Los sensores miden continuamente la concentración de metano y etano, la velocidad y dirección del viento. Los datos son procesados por un software que determina cual es la cantidad de metano emitido al comparar lo medido viento arriba de la instalación con las medidas viento abajo. La medición de etano sirve para descartar emisiones de fuentes biológicas (ganadería, basurales, pantanos, agricultura). Requiere sobrevolar cada instalación con una trayectoria planificada. Puede usarse para calcular cuánto emite toda un área de yacimientos en conjunto o instalaciones específicas. Usa métodos de balance de masas comunes en estudios científicos atmosféricos.
	Metodología de uso	Los sensores se instalan en los aviones. Normalmente el avión describe trayectorias cilíndricas sobre cada instalación o área a monitorear. Los datos de mediciones realizadas se transmiten a cuadrillas LDAR para que identifiquen los componentes emisores de cada instalación monitoreada con fugas. Para áreas pequeñas o pocas instalaciones se utilizan drones con la misma función.
	Aplicabilidad	Particularmente útil para realizar inventarios de emisiones de metano y su seguimiento en un programa de reducción. Por su naturaleza y exactitud validada permite certificar emisiones para reportes o auditorías ambientales. Validado para instalaciones off shore y on shore.
	Velocidad de detección	Normalmente 10 o más instalaciones por hr en aviones y 1 a 2 instalación por hr con drones
	Restricciones climáticas	Las condiciones climáticas deben permitir volar.
	Cuestiones de seguridad	Requieren autorización de vuelo en la zona.


⁵ Climate & Clean Air Coalition – Appendix A: Conducting emissions surveys, including emission detection and quantification equipment, May 2017.


Tecnología/Metodología	Información General	
	Requerimientos de servicio	Los proveedores del servicio de monitoreo incluyen los costos totales.
	Consideraciones de costos	Costos varían según cada caso, pero normalmente >200 USD/km ² .
<p data-bbox="206 730 528 831">Sistemas de vehículos terrestres con sensores de medición y cuantificación</p> 	Descripción	Consisten en vehículos que poseen una estación meteorológica y sensores de metano y etano. Utilizan software de cálculo que se alimentan de dichos sensores para detectar pérdidas y cuantificarlas usando métodos de correlación.
	Medición	La medición se realiza recorriendo con el vehículo una traza llamada transecta y buscando emisiones provenientes viento arriba de la instalación. Cuando la concentración se eleva por encima del valor base se estudia como varía con la posición y el viento. Utilizando métodos de cálculo puede estimarse la cantidad emitida y dirección de la fuga. Siguiendo la trayectoria de la emisión puede encontrarse la misma. El sensor de etano permite diferenciar emisiones de metano biológicas.
	Metodología de uso	Básicamente requiere un conductor del vehículo y un guía que observa los resultados de las mediciones y cuantificaciones. El sistema da alertas cuando se encuentran anomalías mostrando en plano la ubicación de las fugas, concentraciones medidas y trayectoria realizada.
	Aplicabilidad	Se utiliza especialmente para control de pérdidas en gasoductos y sistemas de distribución, requiere que la ruta sea transitible. También puede usarse para estimar emisiones de instalaciones y buscar pérdidas en áreas donde el tránsito sea posible.
	Velocidad de cuantificación	Generalmente el software de cálculo no está en el vehículo y se requieren transmitir los datos. Para inspección de instalaciones normalmente 1 a 2 por hora. Gasoductos transitables 20 km/hr.
	Restricciones	La presencia de vehículos en ciudades en especial con GNC puede generar falsas alarmas. El principal problema es la dificultad de tránsito por presencia de cercos/tranqueras/obstáculos en zonas rurales.
	Cuestiones de seguridad	Mide a distancia de las instalaciones y fuera de áreas clasificadas, requiere permiso de ingreso a cada área.

Tecnología/ Metodología	Información General	
	Requerimientos de servicio	Los contratos son normalmente por km de inspección incluyendo todos los costos.
	Consideraciones de costos	El costo por km inspeccionado es normalmente de 25 a 60 USD/km y >3.000 USD/jornada.


Tecnología/ Metodología	Información General	
<p data-bbox="210 852 539 879">Bolsa de Venteos Calibrada</p> 	Descripción	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.
	Medición	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.
	Metodología de uso	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.
	Aplicabilidad	Se requiere de acceso a la fuente de emisión. Es útil para la cuantificación de grandes pérdidas de metano o venteos desde unos 17 m ³ /hora a 408 m ³ /hora, con una precisión de +/- 10%. No es adecuado para puntos de emisión pequeños.
	Velocidad de cuantificación	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.

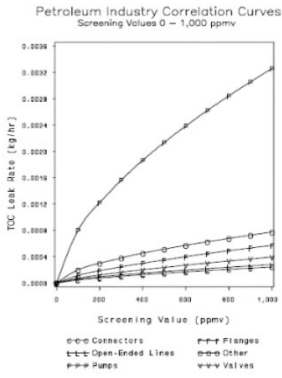
Tecnología/ Metodología	Información General	
	Restricciones climáticas	Puede medir en un rango de 0°C a 49°C, de difícil uso en condiciones climáticas adversas, particularmente con vientos.
	Cuestiones de seguridad	Requiere que el operador se ubique próximo a la pérdida.
	Requerimientos de servicio	No requiere de un servicio particular. Las bolsas se pueden usar unas 100 veces si son utilizadas con cuidado.
	Consideraciones de costos	Método de bajo costo, aproximadamente US\$ 50 es el costo de compra por bolsa y está disponible en diversos tamaños, el principal costo es la mano de obra (generalmente se requiere de 2 operadores).
<p data-bbox="248 858 506 922">Muestreador de alto volumen</p> 	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. El flujo de aire calibrado 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 estos. También se inserta un anemómetro térmico directamente en la línea principal de muestra que controla el caudal másico 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 se esté capturando toda la emisión para lo cual se mide a dos caudales diferentes.
	Aplicabilidad	Requiere acceso a la fuente de emisión y es útil para cuantificar pequeñas o grandes fugas / venteos que van desde 0,02 m ³ /hora hasta 25 m ³ /hora, con una precisión de +/- 10%. Mide las concentraciones de hidrocarburos combustibles en la corriente de aire capturada. No distingue entre metano e hidrocarburos más pesados.

Tecnología/ Metodología	Información General	
	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. En caso de vientos se usan protecciones en el punto de medición.
	Cuestiones de seguridad	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.
	Requerimientos de servicio	Se requiere de un mantenimiento y calibración considerable. Se requiere una calibración antes de cada campaña de medición.
	Consideraciones de costos	Método de cuantificación de pérdidas de referencia por su precisión y exactitud, demanda mano de obra y 2 a 5 minutos por medición.
<p data-bbox="255 927 495 954">Medidores de Flujo</p> 	Descripción	<p data-bbox="864 791 1787 818">Existe una variada tecnología de medidores de flujo disponibles que incluyen:</p> <ul data-bbox="864 826 2042 1038" style="list-style-type: none"> • de flujo de desplazamiento positivo, miden el flujo volumétrico en forma mecánica • de flujo térmico de masa, mide el flujo de la masa por la transferencia térmica • de flujo de turbina, mide flujo volumétrico basado en el flujo del gas que pasa por un rotor de giro • Medidor de flujo ultrasónico; mide la diferencia en el tiempo de tránsito de los pulsos que viajan entre dos transductores. Útil para medir caudales a flare. <p data-bbox="864 1046 2042 1110">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>
	Medición	Los medidores de flujo cuantifican el flujo del gas en línea pudiendo insertarse sobre ductos o en conexiones de salida o montados exteriormente en el ducto.
	Metodología de uso	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).

Tecnología/ Metodología	Información General	
	Aplicabilidad	Útiles para medir flujos de gas 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 pequeños (desde 8 m ³ /h para medidores de flujo de masa térmica) hasta flujos extremadamente grandes (medidores ultrasónicos). La precisión depende del tipo y modelo. No toleran gases con gotas líquidas o arrastre de sólidos.
	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 y otros tipos vienen con una calibración de por vida (por ejemplo, medidores de flujo ultrasónicos).
	Consideraciones de costos	Depende del medidor y aplicación.
<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	

Tecnología/ Metodología	Información General	
		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.
	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.

Tecnología/ Metodología	Información General	
<p data-bbox="197 715 553 738">Anemómetro de hilo caliente</p> 	Descripción	<p>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.</p>
	Medición	<p>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 m².</p>
	Metodología de uso	<p>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.</p>
	Aplicabilidad	<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>
	Velocidad de cuantificación	<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>
	Restricciones climáticas	<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>
	Cuestiones de seguridad	<p>Requiere que el operador esté próximo a la fuente de emisión y, dependiendo de la fuente, generalmente a alturas elevadas.</p>
	Requerimientos de servicio	<p>Requiere de calibraciones rutinarias.</p>

Tecnología/ Metodología	Información General	
	Consideraciones de costos	Costo bajo y poco mantenimiento necesario.
<p style="text-align: center;">Método 21 (y uso de ecuaciones de correlación para estimar tasas de emisión)</p>  <p style="font-size: small;">Petroleum Industry Correlation Curves Screening Values 0 - 1,000 ppmv</p> <p style="font-size: x-small;">TOC Leak Rate (kg/hr)</p> <p style="font-size: x-small;">Screening Value (ppmv)</p> <p style="font-size: x-small;"> ○-○ Connectors - - - Flanges □-□ Open-Ended Lines ○-○ Other ▽-▽ Pipes ▽-▽ Valves </p>	Descripción	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.
	Cuantificación	<ol style="list-style-type: none"> 1. 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 viceversa. 2. Se aplican correlaciones para estimar la tasa de emisión (ER) Ecuaciones empíricas basadas en datos de campo (SV vs. ER de pruebas de ensayos). 3. Reporte de tasas de emisión en kilogramos por hora (kg/h) El método EPA 21 solo da un estimado conservador de las emisiones aceptado para reporte
	Metodología de uso	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. Da valores conservadores y normalmente por exceso, pero aceptados.
	Velocidad de cuantificación:	No requiere medición adicional si se ejecuta método EPA21 para encontrar fugas, los softwares de método 21 proveen directamente la cuantificación en base a las correlaciones establecidas.
	Restricciones:	No pretende cuantificar en forma precisa las emisiones de cada pérdida. Es solamente un estimado de las emisiones usando curvas de correlación en base a relevamientos históricos. Las ecuaciones de correlación pueden ser utilizadas aún sin medir (sin pérdida o concentraciones no medible).
Incertidumbre:	De -80% hasta +200% usando valores de tablas históricos. También pueden desarrollarse correlaciones propias usando bagging o HFS. Para programas de reducción considerar uso de mismo método de cálculo para asegurar que el ahorro es por gestión y no método de cuantificado.	

Tecnología/ Metodología	Información General	
	Consideraciones de costos:	El equipo por sí mismo requiere de un costo de capital relativamente bajo y si se implementa método EPA 21 para buscar pérdidas los valores de emisión salen por cálculo. Es un complemento a las cámaras OGI brindando cuantificación validada y detección de pérdidas pequeñas que OGI no capta.