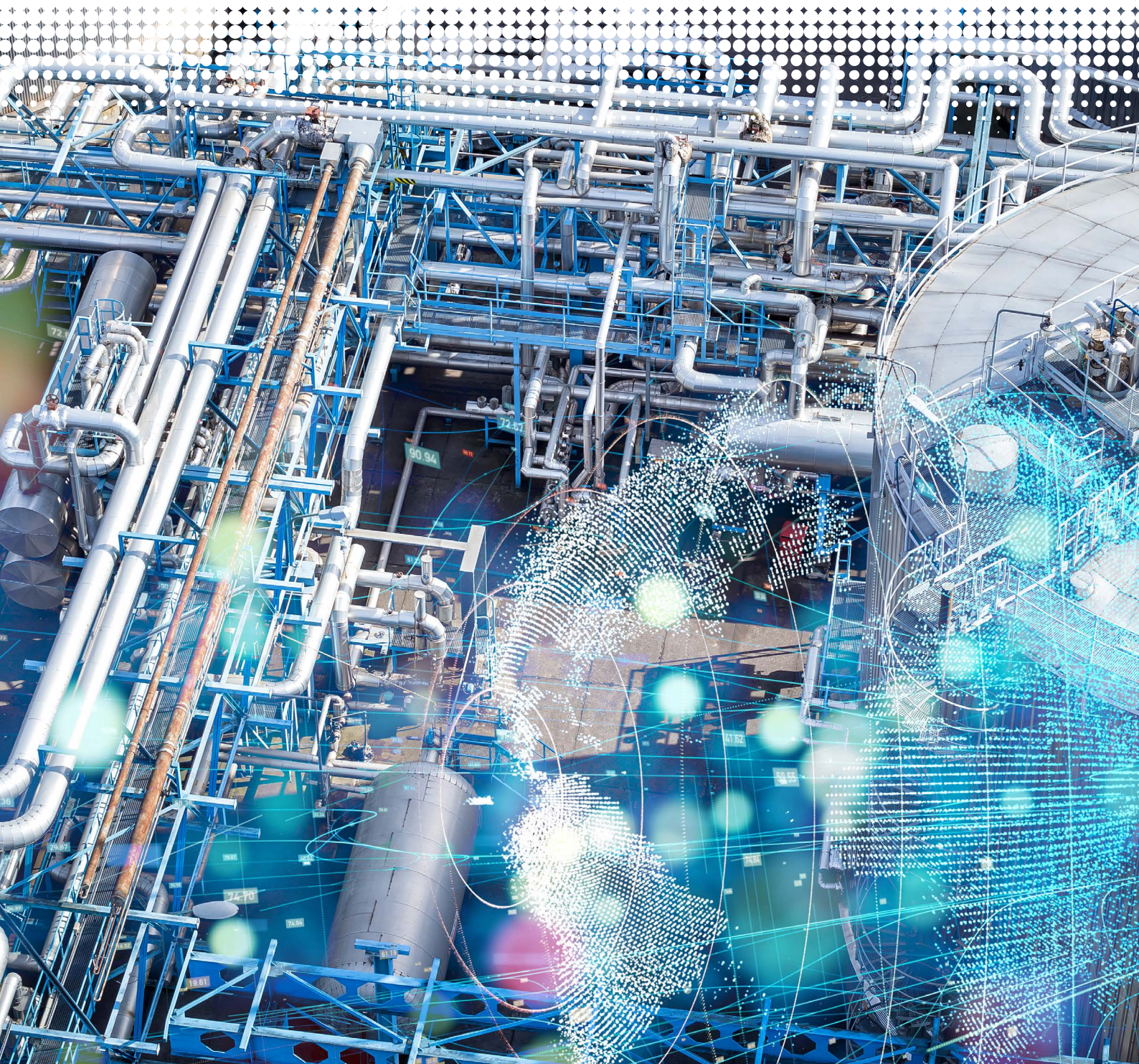




METHANE
GUIDING
PRINCIPLES

Reducción de emisiones de metano: Guía de Mejores Prácticas Identificación, Detección, Medición y Cuantificación

September 2020



Contenido

Glosario.....	2
Resumen	4
Introducción	5
Métodos.....	7
Mejora Continua.....	20
Casos de Estudio	21
Lista de Verificación	31
Bibliografía	35

Aviso informativo

Este documento ha sido desarrollado por la iniciativa Methane Guiding Principles. Esta Guía proporciona un resumen sobre las medidas de mitigación utilizadas en la actualidad, los costes asociados y las tecnologías disponibles hasta la fecha de esta publicación, no obstante esta información puede cambiar con el tiempo. La información que se incluye refleja el conocimiento de los autores, aunque no necesariamente las opiniones o posiciones de todos los firmantes u organizaciones que apoyan la iniciativa Methane Guiding Principles, y los lectores deberán realizar su propia evaluación de la información proporcionada. No se otorga ninguna garantía sobre la integridad o exactitud de la información incluida en esta Guía por los autores, SLR International Corporation's y sus contratistas, la iniciativa Methane Guiding Principles u otros firmantes así como organizaciones que la apoyan.

Esta Guía describe las acciones que una organización puede llevar a cabo para ayudar a gestionar las emisiones de metano. Otros enfoques pueden ser tan efectivos o más efectivos en una situación particular. Lo que los lectores decidan hacer dependerá a menudo de las circunstancias, de los riesgos específicos que se gestionen y del régimen legal aplicable.

Glosario

Activo

Equipo físico propiedad de una compañía de gas, como los equipos que le permite a la empresa producir, procesar, transportar, almacenar y distribuir gas.

Detección

Detectar emisiones de posibles fuentes de emisión de metano mediante el uso de equipos de detección de metano.

Downstream

El sector/segmento downstream de la cadena de suministro de gas natural, que es la red de distribución (suministro de gas a los clientes a través de la red de gas, las líneas de servicio y los contadores).

Tecnología emergente

Tecnología que acaba de estar disponible o que ha estado disponible pero que aún no ha sido ampliamente adoptada. Dado que muchas tecnologías se mejoran continuamente, algunas de las que actualmente se consideran emergentes pueden llegar a adoptarse rápidamente.

Identificación

Enumerar y recopilar todas las fuentes de emisión de un sistema sobre la base de las fuentes de emisión conocidas y diseñadas, y realizar estudios de las emisiones no intencionadas o no deseadas. (Esto también se denomina "detección" en algunas circunstancias).

Inventario

Un registro de todas las fuentes conocidas de emisiones y de las tasas de emisión. Un inventario proporciona un resumen de las emisiones durante un periodo de tiempo determinado.

Método

Tecnología, o grupo de tecnologías, utilizada para la detección, medición o cuantificación.

Medición

Medición de emisiones de metano. La medición puede ser de cualquier variable (volumen, concentración, masa, frecuencia, etc.) que permita la detección o estimación del caudal de emisión.

Midstream

El sector / segmento midstream de la cadena de suministro de gas natural, que incluye transporte y almacenamiento de gas y terminales de GNL. En algunas circunstancias, este segmento de la cadena de suministro también puede incluir plantas de procesamiento de gas.

Minimum detection limit (MDL)

El MDL es la concentración o caudal de emisión más baja que se puede detectar de forma fiable.

Cadena de suministro de gas natural

La secuencia de procesos involucrados en la producción y distribución de gas natural, desde el pozo productor hasta el consumidor final.

Open path (trayectoria abierta)

Un sensor que envía un haz de luz, detectando gas a lo largo de la trayectoria del haz mediante la absorción de luz. La trayectoria puede ser de unos pocos metros a unos cientos de metros de longitud.

Pasivo/Activo

Descripción de los sensores que utilizan el espectro electromagnético para detectar el metano. Los sensores pasivos miden la radiación natural existente en los objetos, mientras que los sensores activos tienen una fuente de radiación.

Point sensor (sensor puntual)

Un sensor que detecta las concentraciones de metano en un lugar determinado. El sensor puede formar parte de un dispositivo portátil o de un dispositivo fijo en una ubicación.

Programa

Conjunto de métodos elegidos por una empresa de gas para identificar, detectar, medir y cuantificar las emisiones de metano. El programa puede incluir varias tecnologías y técnicas de detección y reconocimiento, así como varias técnicas de cuantificación para determinar el caudal de emisión de cada fuente detectada. El programa resume y rastrea las emisiones.

Cuantificación

Determinación de un caudal de emisión. Esto se puede hacer directamente a través de la medición o indirectamente a través de cálculos y modelado.

Caudal

Cantidad de metano emitida en un período de tiempo determinado.

Revisión

Evaluaciones con el objetivo principal de identificar fuentes de emisiones. En muchos contextos, la revisión puede ser lo mismo que la prospección. Sin embargo, en algunos contextos regulatorios, la revisión se aplica solo a enfoques de detección menos rigurosos o menos sensibles, como AVO (audio, visual y olfativo).

Sector/Segmento

Sección de la cadena de suministro de gas natural. Las secciones incluyen producción, recolección, procesamiento, transporte, almacenamiento, terminales de licuefacción y regasificación de GNL y distribución.

Espectrometría

Medida de la longitud de onda y la intensidad de la radiación electromagnética.

Estudio/Inspección

Utilizar equipos de detección y mediciones para examinar un grupo de activos en busca de signos de emisiones.

TDLAS

Tunable diode laser absorption spectroscopy (Espectroscopia de absorción con láser de diodo sintonizable)- técnica para medir las concentraciones de determinadas moléculas, por ejemplo, metano y vapor de agua, en una mezcla de gases.

Upstream

El sector/segmento upstream de la cadena de suministro de gas natural, que incluye la producción y recolección de gas. En algunas circunstancias, esta sección de la cadena de suministro puede incluir también las plantas de procesamiento de gas.

Resumen



Un paso clave para reducir las emisiones de metano es identificar y detectar las fuentes de las emisiones. Las emisiones identificadas y detectadas son medidas, cuantificadas y registradas en inventarios, que son el punto de partida para priorizar las actividades de mitigación (medidas para reducir las emisiones de metano).

Esta guía describe brevemente los métodos empleados para la identificación, detección, medición y cuantificación de las emisiones de metano, y da detalles de otros documentos que proporcionan detalles técnicos de los métodos y tecnologías. Las mejores prácticas para la identificación, detección, medición y cuantificación dependerán de:

- las características de una instalación,
- la magnitud de las emisiones; y
- la rentabilidad de los métodos utilizados.

Los métodos a utilizar también pueden depender de los requisitos regulatorios y de si un enfoque regulatorio puede reemplazarse con un método alternativo o solo complementarse con métodos voluntarios adicionales. Los casos de estudio ilustran los tipos de programas de identificación, detección, medición y cuantificación (programas IDM&Q) que las organizaciones han desarrollado para satisfacer las necesidades de varias partes de la cadena de suministro de gas natural.

El proceso de identificación, detección, medición y cuantificación de las emisiones, así como los detalles registrados en los inventarios, deben actualizarse y mejorarse periódicamente para incorporar nueva información y hacer un seguimiento del progreso en la mitigación (reducción) de las emisiones.

Los elementos de los programas IDM&Q se enumeran a continuación.

Mejores prácticas para la reducción de emisiones de metano a través de la identificación, medición y cuantificación	
✓	Identificar las fuentes de emisión conocidas y potenciales en un inventario
✓	Examinar fuentes conocidas y potenciales para detectar emisiones reales.
✓	Cuantificar las emisiones de metano directamente midiendo los índices de emisión, o indirectamente utilizando una combinación de mediciones, cálculos y modelización.
✓	Utilizar la información de la cuantificación para crear o actualizar inventarios.
✓	Actualizar y mejorar periódicamente los programas IDM&Q.

Introducción

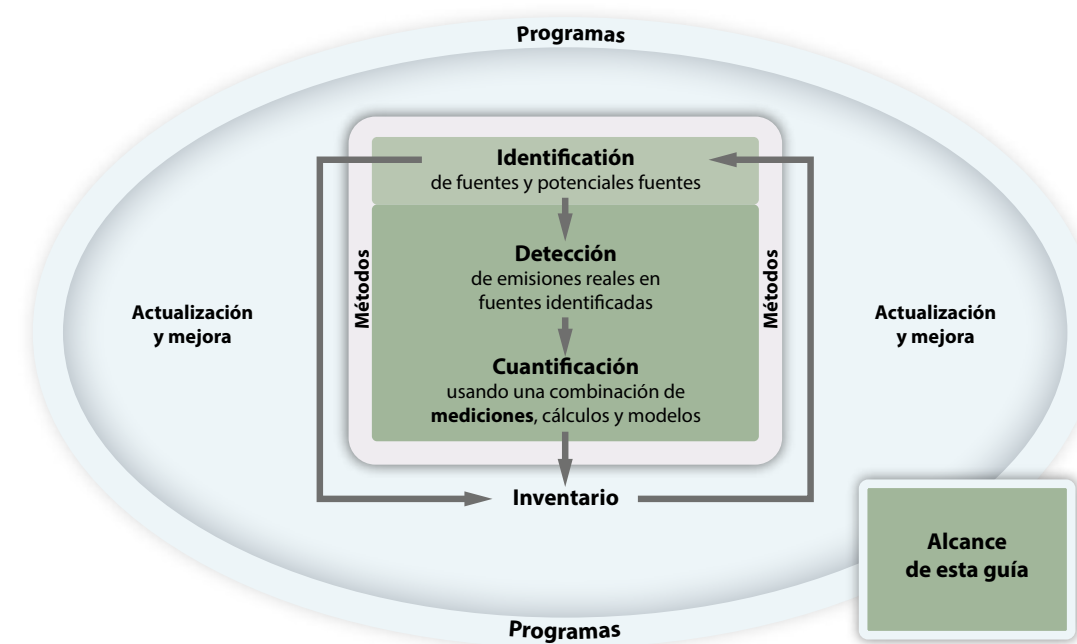
Las fuentes de emisiones de metano en las cadenas de valor del gas natural incluyen:

- **venteo** (liberación de gas a la atmósfera);
- **fugas** (fugas de los equipos, generalmente por imperfecciones o desgaste ordinario en las juntas selladas como las juntas de las bridas, conexiones atornilladas, empaquetaduras de los vástagos de las válvulas, por válvulas mal asentadas o por permeación de las tuberías de polietileno (de distribución));
- **combustión incompleta** (metano no quemado en los gases de escape de los motores de gas, turbinas de gas);
- **quema en antorcha** (las antorchas queman el metano que, de otro modo, podría liberarse directamente a la atmósfera; la combustión incompleta en las antorchas provoca emisiones de metano).

Las mejores prácticas para mitigar las emisiones de estas fuentes se han descrito en otras guías desarrolladas por la iniciativa Methane Guiding Principles¹ (disponible en <https://methaneguidingprinciples.org/best-practice-guides>), y un elemento vital en estas guías es identificar, detectar, medir, cuantificar y rastrear las emisiones.

Debido a la amplia gama de fuentes de emisión en las cadenas de valor del gas natural, los métodos identificar, detectar, medir, cuantificar emisiones varía, especialmente entre sectores con diferentes tipos de activos. Los métodos utilizados dependerán de si la información sobre las emisiones es necesaria para programas voluntarios, para inventarios corporativos detallados o para cumplir con las regulaciones que requieren el uso de métodos específicos.

Figura 1. Programas y métodos que rigen la IDM&Q



Métodos

Como muestra la Figura 1, la identificación, detección, medición y cuantificación de las emisiones conduce a inventarios exhaustivos que se actualizan y mejoran periódicamente. Los temas en los que se centra esta guía están sombreados en verde oscuro en la Figura 1. El sombreado más claro muestra los temas que están parcialmente cubiertos.

Esta guía se centrará en los métodos utilizados para la identificación, detección, medición y cuantificación. Estos términos se describen a continuación.

Identificación y detección: Algunas fuentes de emisiones son una parte conocida del diseño de los sistemas de gas natural. En estos casos, los análisis de los diseños del sistema se utilizan para identificar las fuentes. Otras emisiones son involuntarias y se requieren estudios de detección para identificar fuentes no intencionadas y confirmar las fuentes conocidas.

Medición y cuantificación: Se puede utilizar una amplia variedad de métodos para cuantificar las emisiones. Los métodos a menudo implican mediciones de concentración de metano en corrientes de proceso o aire ambiente, pero también podrían incluir una amplia variedad de otras mediciones, que van desde la medición de los caudales de flujo de las corrientes de proceso hasta la velocidad del viento. La cuantificación de la tasa de emisión se puede realizar mediante la medición directa de una fuente o indirectamente mediante una combinación de mediciones, cálculos y modelos.

Programas para desarrollar, actualizar y mejorar inventarios: Generalmente se emplean múltiples métodos en programas para identificar, detectar,

medir y cuantificar emisiones. Esta información se reúne en inventarios de emisiones que se actualizan y mejoran periódicamente.

Alcance de esta guía

Esta guía describe brevemente los métodos de mejores prácticas utilizados para identificar, detectar, medir y cuantificar las emisiones de metano y proporciona enlaces a descripciones y estudios de casos más detallados. Resume brevemente las ventajas y desventajas de los métodos y ofrece detalles de informes que resumen la identificación, detección, medición y cuantificación de emisiones en diferentes sectores. Los estudios muestran los tipos de programas que las organizaciones en partes de la cadena de valor del gas natural han desarrollado para satisfacer sus necesidades. Hacia el final de esta guía hay una lista de comprobación para desarrollar e implementar programas IDM&Q.

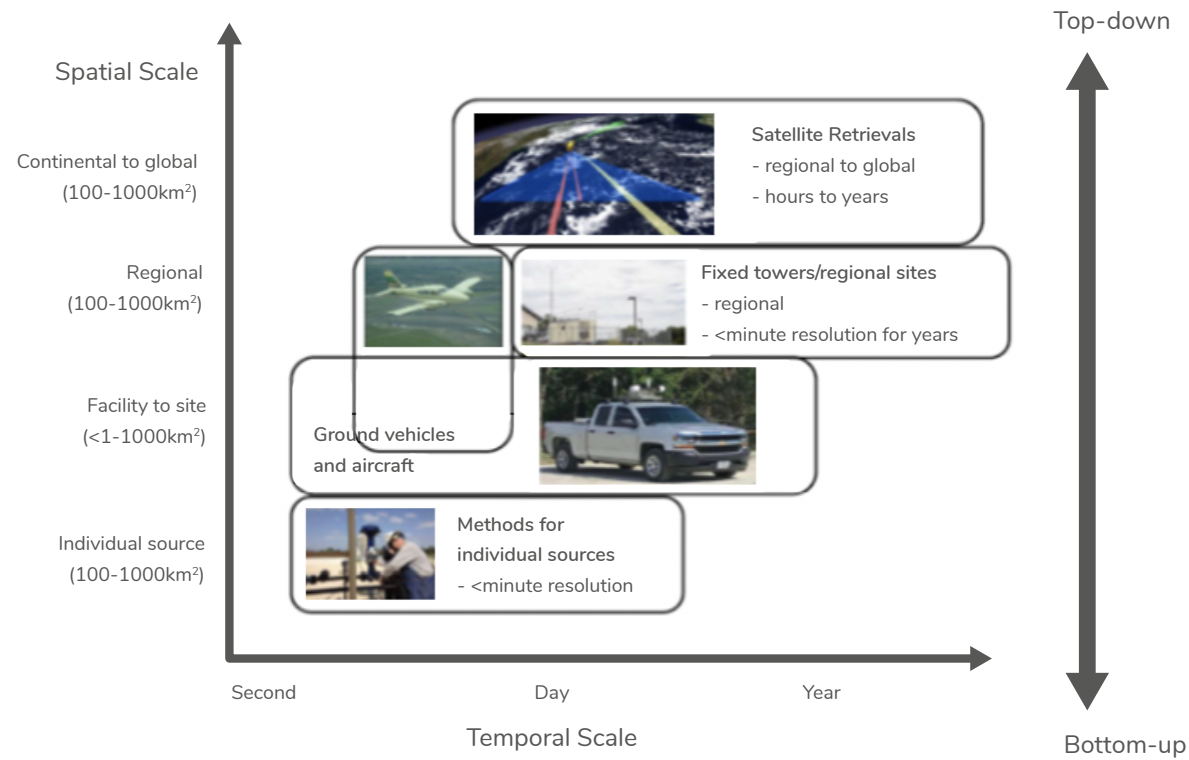
Métodos de detección, medición y cuantificación

Los métodos para detectar, medir y cuantificar las emisiones varían en escala, desde los programas utilizados para fuentes individuales hasta los programas regionales o globales a gran escala como se muestra en la Figura 2.

Los métodos aplicados a escalas muy grandes, cuando una sola medición incluye muchas fuentes, generalmente se denominan evaluaciones top-down. Los métodos aplicados a escala de fuentes individuales, y luego agregados para un sitio o área, generalmente se conocen como evaluaciones bottom-up. Tanto las evaluaciones top-down como las bottom-up tienen ventajas y desventajas. Las evaluaciones bottom-up proporcionan información detallada sobre fuentes individuales y los tipos de equipos y operaciones que emiten. Este enfoque permite acciones específicas para reducir las emisiones, pero puede pasar por alto algunas fuentes de emisiones inesperadas, no intencionadas o no caracterizadas. Las evaluaciones top-down generalmente carecen de detalles sobre las fuentes individuales, pero pueden proporcionar información completa sobre las emisiones en un sitio o en una región. Dependiendo de la escala del programa, las evaluaciones top-down pueden incluir contribuciones de fuentes que no forman parte de la cadena de valor del gas natural y esto debe tenerse en cuenta al interpretar evaluaciones top-down y al compararlas con estimaciones bottom-up. En esta guía se proporcionan estudios del uso coordinado de evaluaciones top-down y bottom-up.

Los métodos para detectar, medir y cuantificar las emisiones también varían en escalas de tiempo. Algunos métodos proporcionan una "fotografía" única de las emisiones de metano, mientras que otros son recurrentes o continuos. Las instantáneas pueden ser útiles cuando se utilizan para verificar los resultados de las actividades de mitigación, como las actividades para eliminar la fuente (por ejemplo, al reemplazar los dispositivos neumáticos que funcionan con gas por dispositivos que funcionan con aire comprimido). Otras fuentes de emisión pueden ser intermitentes y/o recurrentes, por lo que aumentar la frecuencia de detección y reparación puede conducir a una mejor detección y a una mayor reducción de las emisiones. La mejor práctica para la frecuencia de detección, medición y cuantificación dependerá de las características de las fuentes de emisiones en una instalación, la rentabilidad de los métodos y los requisitos regulatorios.

Figura 2. Los métodos de detección, medición y cuantificación de las emisiones abarcan una amplia gama de escalas espaciales y temporales (adaptado de la referencia 2).



Detección

La Tabla 1 resume los métodos utilizados para detectar fuentes de emisiones. Los métodos se llevan a cabo utilizando dispositivos de mano, por dispositivos en vehículos, en drones o aviones, o en un satélite. Pueden detectar emisiones usando sensores pasivos o activos en un punto fijo o en una trayectoria abierta o pueden involucrar imágenes. Los métodos utilizan una variedad de tecnologías de detección. Algunos métodos se aplican a todos los sectores de la cadena de valor del gas natural. Otros tienen usos más especializados. Está fuera del alcance de esta guía proporcionar descripciones detalladas de cada método y sus ventajas e inconvenientes. Sin embargo, el apéndice proporciona enlaces a

descripciones y evaluaciones más detalladas de los métodos. Esas evaluaciones han sido realizadas por organizaciones profesionales o de la industria como Interstate Technology Regulatory Council (ITRC),³ MARCOGAZ (la asociación técnica de la industria europea del gas natural),⁴ y la National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC).⁵ Además, se incluyen enlaces a información de centros de prueba de métodos,⁶ y resúmenes de información de organizaciones como US National Academies of Science, Engineering and Medicine (NASEM) ².

Algunas tecnologías de detección enumeradas en la Tabla 1 son emergentes y es posible que aún se utilicen de forma generalizada.

Tabla 1: Métodos de detección de las emisiones de metano

Tipo de inspección (y medios de despliegue)	Método de detección	Uso principal	Posibilidad de cuantificar caudales	Nivel de confianza en la detección	Sectores donde se utiliza el método
Inspección realizada por una persona a pie, utilizada para fuentes individuales	Sensor de trayectoria abierta	Detección de fugas y emisiones por venteo	Posible	Alta	Todos los sectores
	Point sensor (sensor puntual)		Posible	Alta	Todos los sectores
	Imágenes de la pluma (imágenes ópticas de gas) (pasivas)		Posible con procesamiento adicional	Alta	Todos los sectores
	Detección con solución jabonosa		No	Alta si se conoce la ubicación aproximada de la fuga	Todos los sectores
	Imágenes por ultrasonido		Posible	Media	Todos los sectores
Detectores de ubicación fija (perímetro o línea de valla)	Open path (trayectoria abierta)	Detectar eventos inusuales (también puede identificar la fuente)	Posible	Alta	Sectores upstream and midstream (Esta es una tecnología emergente para los sectores midstream)
	Point sensor (sensor puntual)		Posible	Alta	Sectores upstream and midstream (Esta es una tecnología emergente para los sectores midstream)

Tipo de inspección (y medios de despliegue)	Método de detección	Uso principal	Posibilidad de cuantificar caudales	Nivel de confianza en la detección	Sectores donde se utiliza el método
Detectores de ubicación fija (área o región)	Open path (trayectoria abierta)	Detectar eventos inusuales (también puede identificar la fuente)	Posible	Media	Sectores upstream and midstream (Esta es una tecnología emergente para los sectores midstream)
	Point sensor (sensor puntual)		Posible		
Inspección con vehículo de ruedas	Open path (trayectoria abierta)	Detección de las emisiones totales en un lugar	Sí	Media	Todos los sectores
	Point sensor (sensor puntual)	Detección de las emisiones totales en un lugar	Possible	Media a alta	Todos los sectores
	Imágenes de la pluma	Identificación de las fuentes de emisión	Posible con procesamiento adicional	Alta	Todos los sectores
Inspección por dron o UAV (vehículo aéreo no tripulado, una pequeña aeronave pilotada por control remoto o computadoras a bordo)	Open path (trayectoria abierta)	Sustitución del estudio a pie	Sí	Media	Todos los sectores (Esta es una tecnología emergente para los sectores midstream y upstream)
	Point sensor (sensor puntual)	Sustitución del estudio a pie	Possible	Media a alta	Sectores upstream and midstream (Esta es una tecnología emergente para los sectores midstream)
	Imágenes de la pluma	Identificación de las fuentes de emisión	Posible con procesamiento adicional	Alta	Todos los sectores (Esta es una tecnología emergente para los sectores midstream y downstream)

Tipo de inspección (y medios de despliegue)	Método de detección	Uso principal	Posibilidad de cuantificar caudales	Nivel de confianza en la detección	Sectores donde se utiliza el método
Inspección por avión	Open path (trayectoria abierta)	Identificación de las fuentes de emisión	Posible	Alta	Upstream
	Point sensor (sensor puntual)	Identificación de fuentes de emisiones y cuantificación de emisiones	Posible, dependiendo de la tecnología	Alta (diferentes tecnologías tienen diferentes límites mínimos de detección)	Todos los sectores (Esta es una tecnología emergente para los sectores midstream y downstream)
	Imágenes de la pluma	Identificación de las fuentes de emisión	Posible con procesamiento adicional	Alta	Todos los sectores (Esta es una tecnología emergente para los sectores midstream y downstream)
Inspección por satélite	Imágenes de la pluma	Detección de las emisiones totales de una región	Posible con procesamiento adicional	A determinar. Gran umbral de detección mínimo	Todos los sectores (Esta es una tecnología emergente para todos los sectores)

Medición y cuantificación

La Tabla 2 resume los métodos utilizados para medir y cuantificar los caudales de emisión de las fuentes de emisión. Algunos de estos métodos están vinculados a los métodos de detección, donde la cuantificación puede ser el resultado del estudio de detección. Otros métodos de cuantificación utilizan tecnologías completamente independientes que no están relacionadas con un método o tecnología de detección. Un ejemplo de cuantificación independiente es el dispositivo Hi Flow™ Sampler que puede utilizarse para cuantificar las emisiones después de que un método de detección haya identificado la fuente.

Las evaluaciones de los métodos de cuantificación enumerados en la tabla 2 han sido realizadas por organizaciones profesionales o de la industria como el Interstate Technology Regulatory Council (ITRC), MARCOGAZ and the US National Academies of Science, Engineering and Medicine (NASEM).²⁻⁵ Otras fuentes de información se enumeran en el apéndice.

La Tabla 2 se refiere a los mismos tipos de prospección que van desde las prospecciones a pie hasta satélites, como en la Tabla 1. Sin embargo, algunos de los métodos de detección de la Tabla 1 no se pueden utilizar para producir una tasa de emisión, por lo que no están incluidos. En la tabla se enumeran algunas ventajas y desventajas generales de cada método de medición y cuantificación. Sin embargo, una empresa debe evaluar la idoneidad de una técnica seleccionada para cada aplicación específica.

Los métodos de medición y cuantificación utilizan una variedad de tecnologías de sensores que se describen en los estudios e informes enumerados en una tabla del apéndice. Ninguno de los informes más extensos enumerados en el apéndice seleccionó una única práctica ni siquiera un conjunto de prácticas recomendadas. Los detalles precisos de las diversas tecnologías de sensores están fuera del alcance de esta guía.

Tabla 2: Medición y cuantificación de una fuente de emisión

Tipo de inspección (y medio de implementación)	Tecnología	Método medición/ cuantificación	Exactitud de la cuantificación	Ventajas y desventajas	Sectores donde se utiliza el método
Inspección realizada por una persona a pie, utilizada para fuentes individuales	Muestreador sniffer, como un detector de ionización de llama (FID) o semiconductores de alta sensibilidad, que muestrean la concentración de metano en el aire	Indirecto. Mediante el uso de una ecuación de correlación que relacione la concentración con el caudal, o mediante el uso de factores de emisión con fugas / sin fugas	Media a alta	Ventaja: Existen métodos bien documentados, como los modelos/factor de correlación de la norma EN15446, que es una metodología de cuantificación indirecta Desventaja: hay que utilizar cálculos y correlaciones posteriores a la inspección	Todos los sectores para las instalaciones sobre el suelo
	Muestreo de caudal (un dispositivo aspira suficiente aire para capturar toda la emisión)	Directo	Alta	Ventaja: Tasa de emisión en tiempo real Desventaja: El dispositivo Hi Flow™ Sampler (HFS) ha sido descatalogado; problemas técnicos conocidos; requiere mucho tiempo	Todos los sectores, pero no es lo suficientemente sensible para pequeñas fugas del sistema de distribución

Tipo de inspección (y medio de implementación)	Tecnología	Método medición/ cuantificación	Exactitud de la cuantificación	Ventajas y desventajas	Sectores donde se utiliza el método
Inspección realizada por una persona a pie, utilizada para fuentes individuales	Optical-gas imaging combinada con procesamiento de imágenes en tiempo real (OGI + QOGI) (Este es una tecnología emergente para la cuantificación.)	Indirecto	Baja a media	Ventaja: estimación de la tasa de emisión en tiempo real Inconveniente: bajo nivel de confianza; depende en gran medida de las condiciones ambientales; es deficiente para fugas extremadamente grandes; requiere una formación específica	Todos los sectores, pero a menudo no son lo suficientemente sensibles a las pequeñas fugas de la red de distribución
	Medidor de flujo másico, tubo de Pitot u otro dispositivo de flujo insertado en una fuente de emisión como un venteo	Directo	Alta	Ventajas: Medición directa del caudal Desventaja: El acceso seguro a la línea de la fuente de emisión suele ser un problema	Todos los sectores con venteos
	Bolsas calibradas (bagging)	Directo	Alta	Ventaja: materiales baratos, precisión Desventaja: Requiere mucho tiempo y mano de obra	Todos los sectores si el tamaño de la fuga es adecuado

Tipo de inspección (y medio de implementación)	Tecnología	Método medición/ cuantificación	Exactitud de la cuantificación	Ventajas y desventajas	Sectores donde se utiliza el método
Inspección realizada por una persona a pie, utilizada para fuentes individuales	Cámara de flujo de masa (un recinto construido alrededor de una expresión superficial de una fuga de tubería, lo que permite medir la concentración del aire extraído)	Directo	Media	Ventaja: No depende de la modelización atmosférica Desventaja: Cuantifica los caudales de emisión sólo de las zonas cubiertas; requiere mucha mano de obra; supone la captura total de las fugas y mide después de la pérdida en el suelo	Transporte y distribución, para fugas en tuberías enterradas
	Imágenes por ultrasonidos (se trata de una tecnología emergente para todos los sectores)	Indirecto	Aún desconocida, probablemente media	Ventajas: Tiempo real, rápido Desventaja: Es nuevo y aún se está evaluando; requiere cierta caída de presión; el software para el metano aún está en fase de desarrollo	Todos los sectores
Detectores de ubicación fija (perímetro o línea de valla)	Absorción de la luz de Open Path	Solo indirecto. Posible con modelos adicionales e información meteorológica	Media	Ventaja: Tecnología disponible Desventaja: Caro	Upstream y midstream con una importante densidad de población de
	Sensores puntuales in situ (se trata de una tecnología emergente para todos los sectores).		Media	En desarrollo	instalaciones sobre el terreno

Tipo de inspección (y medio de implementación)	Tecnología	Método medición/ cuantificación	Exactitud de la cuantificación	Ventajas y desventajas	Sectores donde se utiliza el método
Detectores de ubicación fija (área o región)	Sensores puntuales en red (es una tecnología emergente para todos los sectores)	Indirecto. Posible con modelos adicionales e información meteorológica	Media a Baja	En desarrollo	midstream con una importante densidad de población de instalaciones sobre el terreno
Inspección con vehículo	Vehículo con detección de metano más análisis utilizando información meteorológica y modelado de dispersión inversa	Indirecto	Media a baja	Para muchos enfoques, la cuantificación se realiza en la oficina, una vez terminada la inspección	Todos los sectores (instalaciones sobre el suelo con acceso cercano para vehículos, o tuberías enterradas con acceso para vehículos)
	Vehículo de detección y liberación del trazador	Directo. Solo se necesitan ratios para determinar el caudal	Media a baja	Ventaja: Bien entendido y altamente investigado Desventaja: Requiere mucha mano de obra; la precisión depende de la ubicación del trazador/fuente de emisión	Todos los sectores, pero se utiliza sobre todo en las fases previas y medias.

Tipo de inspección (y medio de implementación)	Tecnología	Método medición/ cuantificación	Exactitud de la cuantificación	Ventajas y desventajas	Sectores donde se utiliza el método
Inspección por dron o UAV (vehículo aéreo no tripulado, una aeronave pilotada por control remoto o computadoras a bordo)	Modelo de balance de masas (mediciones a barlovento y a sotavento utilizando una trayectoria de vuelo que encierra la fuente)	Directo	Baja	Ventaja: es barato en comparación con los métodos top-down a mayor escala Desventaja: pocos proveedores; requiere condiciones atmosféricas favorables	Upstream y midstream
(Hay muchas tecnologías de detección de vehículos aéreos no tripulados, pero pocas de ellas producen una cuantificación de velocidad, por lo que no se incluyen en esta tabla).					

Tipo de inspección (y medio de implementación)	Tecnología	Método medición/ cuantificación	Exactitud de la cuantificación	Ventajas y desventajas	Sectores donde se utiliza el método
Inspección por avión	Balance de masas por trayectoria de vuelo a barlovento y a sotavento	Directo	Medio (puede ser alto si una sola planta está rodeada por la ruta de vuelo)	Ventaja: enfoque revisado por pares Desventaja: Caro; requiere condiciones atmosféricas favorables; pocos proveedores	Todos los sectores, aunque menos en la distribución
	Absorción pasiva de la luz	Indirecto. Se utiliza el modelado de píxeles de pluma	Baja	Ventaja: Varios proveedores Desventaja: Límite mínimo de detección pobre; alta incertidumbre	Todos los sectores
	Absorción activa de luz	Indirecto. Se utiliza el modelado de píxeles de pluma	Media	Ventaja: Tecnología demostrada Desventaja: Pocos proveedores	Todos los sectores
Inspección por satélite (se planea el lanzamiento de otros satélites que pueden detectar metano).	Espectrometría TROPOMI (The TROPOspheric Monitoring Instrument)	Indirecto. Se requiere un procesamiento extenso	Media	Desventaja: Requiere un procesamiento importante de la información de los satélites para estimar las emisiones	Todos los sectores

Tipo de inspección (y medio de implementación)	Tecnología	Método medición/ cuantificación	Exactitud de la cuantificación	Ventajas y desventajas	Sectores donde se utiliza el método
Inspección por satélite (se planea el lanzamiento de otros satélites que pueden detectar metano).	Espectrometría El Methane Sat se lanzará en 2022 (es una tecnología emergente para todos los sectores)	Indirecto. Se requiere un procesamiento extenso	Desconocida	Ventaja: Gratuito, frecuente y de cara al público (para Methane Sat) Desventaja: Todavía no se ha puesto en marcha; requiere un procesamiento importante de la información del satélite para estimar las emisiones. Retraso previsto para los datos de caudales	Todos los sectores
	Espectrometría (WAF-P (Wide-Angle Fabry-Perot) GHG Sat (es una tecnología emergente para todos los sectores)	Indirecto. Puede agregarse después del análisis	Desconocida	Ventaja: Disponible Desventaja: Servicio de alquiler; número limitado de microsátélites actualmente en órbita; elevado MDL	Todos los sectores
	(Está previsto el lanzamiento de otros satélites capaces de detectar metano, como otras series de GHG Sat, así como GOSAT-3, GeoCarb, MERLIN, EarthCARE, CarbonSat, GEO-CAPE y la serie Metero)				

Mejora Continua

Las emisiones de metano identificadas, detectadas, medidas y cuantificadas se registran en inventarios de instalaciones, empresas y regiones. Estos inventarios deben actualizarse periódicamente para reflejar los cambios en el equipo y las operaciones, y cualquier otra información nueva.

Es posible que salga a la luz nueva información que se puede utilizar para actualizar y mejorar las evaluaciones bottom-up. Esto puede incluir nuevos métodos de detección, nuevos estudios que actualizan las tasas de emisión promedio de los equipos (factores de emisión), nuevos modelos para estimar emisiones u otras innovaciones. A medida que se disponga de información mejorada, los inventarios deberían actualizarse.

La información de las evaluaciones top-down también se puede utilizar para actualizar y mejorar periódicamente los inventarios. Una gran cantidad de estudios de medición han demostrado que una pequeña fracción de los sitios o una pequeña fracción de ciertas categorías de equipos en la cadena de suministro de gas natural, representan

una gran proporción de las emisiones totales. Según la experiencia en EE. UU., el 5% de las fuentes fueron generalmente responsables de más del 50% de las emisiones totales^{2,7}. Estas fuentes, conocidas como fuentes de alta emisión, pueden no contabilizarse en los inventarios de emisiones. A medida que los métodos satelitales y otras evaluaciones top-down estén disponibles de forma rutinaria, será posible comparar periódicamente los inventarios de emisiones bottom-up con cuantificaciones top-down independientes. Estas comparaciones pueden suponer un reto, pero pueden orientar la mejora continua de los inventarios de emisiones de metano.

Casos de Estudio

Los estudios de casos de esta guía proceden de diferentes sectores de la cadena de valor del gas natural. Representan prácticas actuales e ilustran una variedad de métodos de identificación, detección, medición y cuantificación. Algunos casos de estudio combinan más de una tecnología.

La Tabla 3 resume los sectores y tipos de inspección a los que se aplican los estudios de casos. Los estudios de casos se seleccionaron de manera que todos los sectores e inspecciones estuvieran representados.

Tabla 3: Casos de estudio por sectores y tipos de inspección

Tipo de inspección	Sector Industrial			
	Upstream	Transporte y almacenamiento	Distribución	Terminales GNL
A pie	Caso de estudio 1	Caso de estudio 4 y Caso de estudio 5	Caso de estudio 6	Caso de estudio 7
Ubicación fija	Caso de estudio 2			
Vehículo con ruedas	Caso de estudio 2		Caso de estudio 6	
Drone or UAV	Caso de estudio 2			
Avión	Caso de estudio 3 y Caso de estudio 8	Caso de estudio 8	Caso de estudio 8	
Satélite	Caso de estudio 8	Caso de estudio 8	Caso de estudio 8	

Caso de estudio 1: Upstream (producción y recolección)

Caso de estudio: Southwestern Energy (SWN) 'Smart LDAR'- una mejora por encima de los requisitos regulatorios.

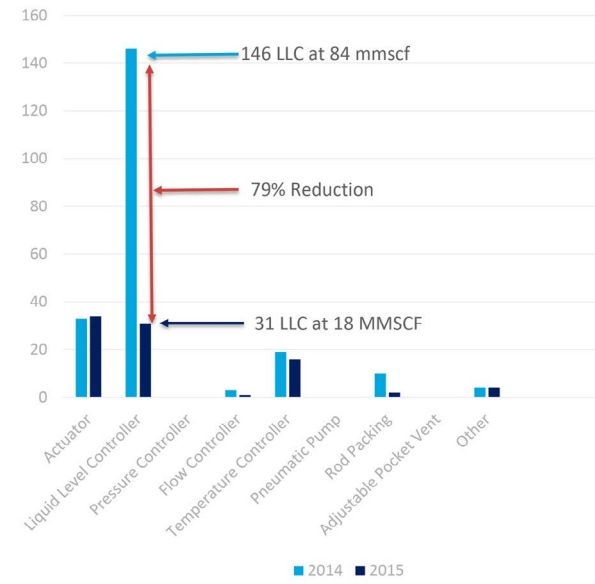


Descripción del programa: A comienzos del 2014, SWN comienza estudios de imágenes ópticas del gas (OGI) en los nuevos y modificados emplazamientos de pozos y estaciones de compresión, como exige la regulación federal de EE.UU. (NSPS OOOOa). SWN incluye los siguientes elementos que superaron los requisitos regulatorios.

- **Incluían todos los pozos existentes que no formaban parte de la regulación**
- **Añadieron a la exploración de fugas por OGI requerida lo siguiente.**
 - Una inspección duplicada por un instrumento láser de trayectoria abierta adicional
 - Cuantificación de la tasa de las fugas identificadas del Hi Flow™ Sampler
 - Los controladores neumáticos se incluyeron como objetivo

Resultado: SWN pudo identificar los controladores de nivel neumáticos (LLC) que funcionaban mal y reducir las emisiones de estos dispositivos en un 79% en un año, ahorrando 115 millones de scf/año (pies cúbicos estándar por año)

de emisiones de esta categoría. Al utilizar el Hi Flow™ Sampler, pudieron cuantificar sus reducciones. También consiguieron reducir las fugas de otros equipos, pero ese ahorro fue considerablemente menor.



Costes: SWN gastó aproximadamente 500.000 \$/año en los elementos que iban más allá de los requisitos regulatorios. El valor del gas ahorrado fue de aproximadamente 250.000 \$/año, por lo que el programa tuvo una tasa de retorno negativa.

Aprendizaje: El personal de SWN se dividió en dos equipos: uno enfocado en los pozos y otro en las estaciones de prospección midstream. Cada sitio fue visitado todos los años. SWN cree que la inversión produjo muchos otros beneficios no monetarios. También creen que el uso del láser de trayectoria abierta como segundo método de detección aumentó en gran medida el número de fugas encontradas, la verificación de fugas y la velocidad de sus equipos.

Bibliografía/Fuente: Presentaciones de SWN a la EPA de Estados Unidos, mostradas en https://www.epa.gov/sites/production/files/2017-11/documents/15.jordan_2017aiw.pdf

Caso de estudio 2: Upstream (producción y recolección)

Caso de estudio: Ensayo de campo de tecnologías de detección de metano (XTO/ExxonMobil)



Descripción del programa: A medida que los programas de detección y reparación de fugas (LDAR) se amplían, las nuevas formas de mejorar la cobertura del emplazamiento, el seguimiento de datos y la eficiencia del tiempo de respuesta, y la rentabilidad general, han ganado mayor atención. Los desarrolladores de tecnologías emergentes han respondido desarrollando varios sistemas de detección, medición y cuantificación de las emisiones de metano. ExxonMobil emprendió un programa LDAR voluntario que fue más allá de los requisitos regulatorios. Probaron tres tecnologías de detección distintas (vehículos, drones y sistemas de ubicación fija) mientras realizaban estudios de emisiones convencionales y mediciones a favor del viento.

Resultado: Las emisiones se evaluaron utilizando un sensor montado en un dron, un sensor de ubicación fija a favor del viento, un sensor montado en un vehículo y un monitor móvil a favor del viento. La detección y cuantificación de emisiones se compararon con las emisiones detectadas utilizando imágenes ópticas de gas en varios pozos operativos en una región de producción de gas seco del este de Texas. Los resultados de todos los métodos se recopilaron lo más cerca posible del mismo tiempo. Las emisiones se cuantificaron utilizando un instrumento Hi Flow™ en una selección de lugares para verificar los métodos. Las tecnologías de detección, localización

(atribución de la fuente) y cuantificación de emisiones de metano se compararon entre sí.



Costes: No reportado.

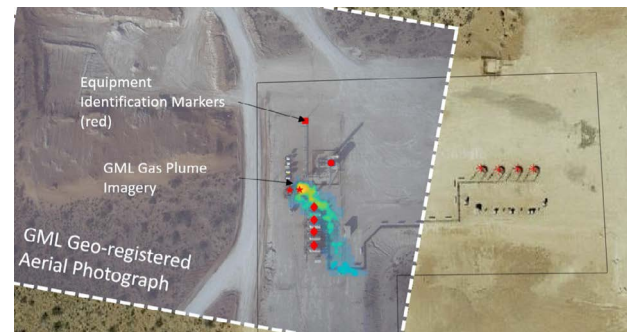
Aprendizaje: Se registraron distribuciones similares de emisiones a través del dron, a favor del viento y los métodos convencionales utilizados para la detección y cuantificación. Las tecnologías emergentes de monitoreo de frecuencia media a alta ofrecen actualmente una detección más rápida y comprensión de las tendencias, a menudo superando las imágenes ópticas de gas en términos de identificación de fuentes de emisiones. El muestreo a favor del viento identifica las emisiones en los pozos y las tecnologías montadas en drones pueden identificar las emisiones de equipos específicos y cuantificarlas. Sin embargo, las imágenes ópticas de gas todavía juegan un papel importante en la identificación de los componentes con fugas.



Bibliografía/Fuente: 'Insights from a field trial of methane detection technologies', American Geophysical Union Annual Meeting, San Francisco – EE Tullos, S Aminfar, FJ Cardoso-Saldaña, D Allen, I Mogstad, L DeWitt, B Flowers, SC Herndon, A Scott, S Elms, and B Smith Diciembre 2019

Caso de estudio 3: Upstream (producción y recolección)

Caso de estudio: Ensayo de campo de tecnologías aéreas de detección de metano (XTO/ExxonMobil)



Descripción del programa: Durante 2019, ExxonMobil llevó a cabo un estudio aéreo de los activos de la cuenca Permian (oeste de Texas y sureste de Nuevo México) utilizando tecnología Gas Mapping LiDAR™ (trayectoria abierta activa) basada en aviones. El propósito de este proyecto fue comprender tanto la frecuencia como la cantidad de emisiones de metano en las zonas seleccionadas.

Resultado: Las emisiones que se encontraron se superpusieron a fotografías aéreas tomadas con la cámara incorporada del sensor para ubicar e identificar equipos en 505 plataformas en el área de estudio. Al analizar los tipos de equipos visibles en las fotos aéreas, las emisiones podrían asociarse con ciertos tipos de equipos, como tanques, pozos, antorchas, separadores, compresores y otros equipos (no clasificados). Los resultados proporcionaron una estimación de emisiones para cada emisión que se descubrió y un desglose por equipo.

Costes: No reportado.

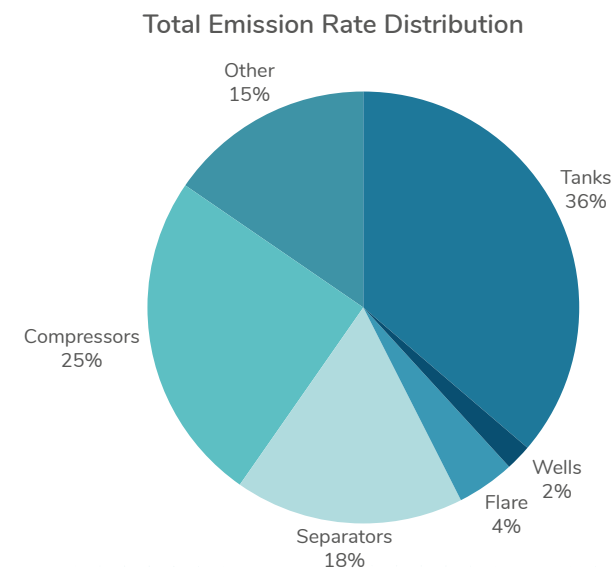
Aprendizaje: Este enfoque de detección y estudio proporcionó un método de identificación rápido, produciendo hallazgos iniciales dentro de las 24 horas, con una estimación de emisiones una semana después. Se esperaban algunas fuentes de emisión, como compresores. Otros, como las antorchas, fueron inesperados. Será necesario realizar más trabajos para clasificar las emisiones de los tanques,

ya que no debería haber emisiones de tanques con sistemas de control de vapor en funcionamiento, mientras que se esperan emisiones de tanques no controlados permitidos. Los resultados también mostraron que los sistemas de tanques para emplazamientos no pertenecientes a Exxon en el área estudiada representaban una fracción mucho mayor del total de emisiones que los de los emplazamientos de ExxonMobil (78% de los no pertenecientes a ExxonMobil frente al 36% de los de ExxonMobil).

Bibliografía/Fuente: EE Tullos, ExxonMobil, May 2020

Equipo	Número de equipos sobre-volados	% del tipo de equipo que estaba emitiendo
Tanques	512	7.4
Pozos	313	1
Antorchas	65	6.2
Separadores	310	6.1
Compresores	39	64.1
Otros*	33	100

* Otro "incluye solo piezas de equipo no clasificadas anteriormente que se encontraron emitiendo. No se refiere a todos los demás equipos de los sitios inspeccionados.



Caso de estudio 4: Midstream (transporte, almacenamiento subterráneo y terminales de GNL)

Caso de estudio: Snam "Mejores prácticas para la identificación y cuantificación"

Descripción del programa: Snam ha utilizado un método desarrollado internacionalmente con el Gas Research Institute y la Agencia de Protección Ambiental de EE. UU., Integrado con una serie de mediciones de campo realizadas con la empresa estadounidense Radian, sobre activos y secciones representativas de su red. A partir de 2018, y especialmente durante 2019/2020, Snam llevó a cabo una campaña de medición in situ. La actividad se realizó utilizando un sniffer, un detector de ionización de llama (FID) y, en algunos casos, un Hi Flow™ Sampler (HFS), para cuantificar las emisiones. Se utilizaron factores de correlación para estimar y reportar fugas. También se utilizó el bagging y una combinación de flujo forzado y mediciones de FID.

Resultado: Snam pudo mejorar el sistema de cuantificación de emisiones en base a mediciones de campo. En dos años de actividad, se midieron más de 150.000 componentes. En base a esta información, se actualizaron los factores de emisión. Se está realizando una nueva campaña de campo.

Costes: Snam gastó aproximadamente 200.000 € al año para realizar estas actividades.

Aprendizaje: Snam pudo comprender mejor las principales fuentes de emisiones en sus activos e introducir programas de mitigación para reemplazar componentes específicos. Snam también está introduciendo programas LDAR para identificar fugas de metano y planificar el trabajo de mantenimiento. Se obtuvieron los siguientes resultados:

- Reducción de las emisiones de la red por fugas (-0,8 Mm3 en 2019), debido a la continuación de la iniciativa de instalar/reemplazar una válvula de bola en las estaciones de reducción de presión de la red. Esto redujo el escape de gas de los sistemas de purga del filtro de la estación, debido a la falta de estanqueidad interna de la válvula de purga. Este programa supondrá en un periodo de cuatro años 2017-2020 la modificación de 351 estaciones y un ahorro final de 2,5 Mm3 de gas;
- Reducción de las emisiones resultantes de la despresurización de los sistemas, especialmente en algunas instalaciones de almacenamiento;
- Nuevos planes para realizar la técnica LDAR con personal en 2020.

Bibliografía/Fuente: 'Snam in the Task Force on Climate-related Financial Disclosure', un informe sobre el cambio climático publicado cada año a partir de 2019. Consulte el sitio web de Snam en https://www.snam.it/en/Sustainability/strategy_and_commitments/task_force_CFD.html

Caso de estudio 5: Midstream (transporte, almacenamiento subterráneo y terminales de GNL)

Caso de estudio: Enagás es la principal empresa de infraestructuras de gas natural en España y cuenta con 12.000 km de gasoductos, 19 estaciones de compresión, 493 estaciones de regulación y medida, tres almacenamientos subterráneos y cuatro plantas de regasificación de GNL. Enagás ha calculado y verificado voluntariamente su huella de carbono anual, incluidas las emisiones de metano, desde 2013.



Descripción del programa: Antes de 2013, la reducción de emisiones de metano por parte de Enagás estaba ligada principalmente a requisitos de seguridad. Dado que las fugas son una parte importante de la huella de carbono, Enagás decidió realizar su primera campaña LDAR en 2013/2015. Esta campaña cubrió fugas en todas las terminales de GNL, todos los almacenamientos subterráneos de gas y una muestra de la infraestructura de transporte de gas. Las campañas se realizaron con apoyo externo.

Las fugas se midieron inicialmente utilizando dos tecnologías diferentes: HFS (Hi Flow™ Sampler) y detectores portátiles que utilizan sensores semiconductores de alta sensibilidad. En campañas posteriores, Enagás decidió medir las emisiones con un detector portátil, ya que el HFS consumía mucho tiempo. Por lo tanto, la detección y medición de fugas se lleva a cabo actualmente mediante un detector portátil y una cámara OGI (imágenes ópticas de gas). La cuantificación se logra utilizando factores de correlación de las lecturas del dispositivo portátil para estimar las tasas de emisión de cada fuga detectada, de acuerdo con la norma EN 15446.



Resultado: A partir de la experiencia adquirida durante la primera campaña LDAR, Enagás ha llevado a cabo varias campañas adicionales en los últimos años. En 2019 las reparaciones permitieron a Enagás evitar 140 toneladas de emisiones. Desde 2013, las fugas se han reducido en un 47%.

Enagás ahora lleva a cabo campañas LDAR de forma interna como parte de su programa de mantenimiento, para incrementar la frecuencia de la campaña (anualmente en todas las infraestructuras operadas en España) y asegurar la mejora continua.

Costes: El coste de las campañas LDAR es de aproximadamente 200.000 euros al año.

Learnings: Las principales lecciones aprendidas de las campañas LDAR son las siguientes.

- Aún existe una gran incertidumbre asociada con las tecnologías de medición, los factores de emisión y los factores de correlación, y no existe una metodología estándar.
- La medición in situ es actualmente la técnica más eficaz y fiable para detectar fugas, cuantificar emisiones e introducir medidas de mitigación.
- La frecuencia de las campañas también es un factor determinante para reducir las fugas, especialmente en instalaciones donde los equipos operan bajo grandes variaciones de temperatura.

Bibliografía/Fuente: : Enagás 2019 Annual Report en https://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Documentos/Annual%20Report_2019.pdf

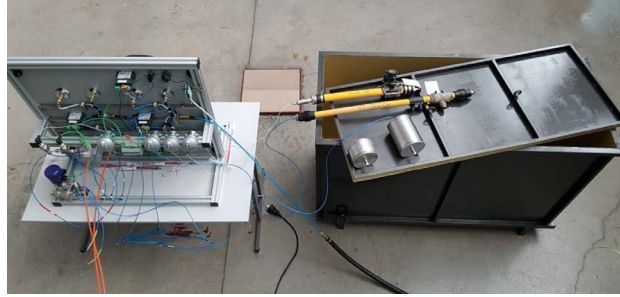
Caso de estudio 6: Downstream (distribución)

Caso de estudio: NEDGIA (empresa distribuidora de gas en España) se coordinó con SEDIGAS (Asociación Española del Gas) y estableció una forma de cuantificar los caudales de gas natural para las fugas subterráneas detectadas por los estudios rutinarios.

Descripción del programa: Los estudios de detección de fugas se llevan a cabo habitualmente en vehículos, por personas a pie o ambos. La detección de fugas se realiza por etapas. Primero, alguien que camina lo más cerca posible de las tuberías enterradas localiza las fugas y toma muestras de aire en la superficie

del suelo. Las ubicaciones aproximadas de las fugas se confirman mediante perforaciones en la superficie que comienzan en el borde del área donde se detecta el gas y avanzan hacia el borde opuesto de detección. Las perforaciones deben ser lo suficientemente profundas para atravesar cualquier pavimento y base de hormigón. La sonda del detector de gas se introduce en el orificio perforado. El detector de gas portátil utilizado tiene sensores de conductividad térmica de alta calidad (0 a 9.900 ppm) para metano del 0 al 100% y un tiempo de respuesta de 20 segundos. Las sondas deben tener un cono u otro sistema de cierre adecuado para evitar la entrada de aire exterior por el punto de succión una vez que se introduce en el orificio perforado.

Las fugas identificadas se cuantifican mediante un programa de investigación diseñado para obtener factores de emisión específicos para diferentes partes de la red de suministro de gas. El programa cuantifica el caudal de gas natural en el pozo que provoca la fuga, sin tener en cuenta cómo ese gas llega a la superficie. Utilizando muestras de secciones de tubería desenterradas, un laboratorio utiliza el método de "caída de presión" en una muestra sellada, comenzando con la presión y temperatura de operación de campo, para determinar la tasa neta de fuga. Las muestras físicas recolectadas son un subconjunto de todas las fugas, pero las muestras se seleccionan cuidadosamente para representar las diversas condiciones operativas y de construcción de la red para todas las fugas, como la presión de operación, el material del equipo, el tamaño del equipo y la parte con fugas (por ejemplo, tubería, válvula, acoplamiento, soldadura).



Resultado: Se creó una base de datos que vincula una lista de elementos con fugas y sus características específicas a un caudal de fuga promedio para cada tipo de elemento con fugas y condición de operación. Como resultado de esto, una vez que se detecta una fuga, se puede asignar un caudal desde esa base de datos.

Costes: SEDIGAS tiene previsto gastar aproximadamente 150.000 euros en este proyecto.

Aprendizaje: Ahora debería ser posible una mejor cuantificación a lo largo de toda la red, proporcionando a los operadores de distribución factores adecuados para la cuantificación. Los resultados también mostraron que se debe tener más cuidado con algunos elementos de la red (por ejemplo, conexiones y uniones).

Bibliografía/Fuente: Presentaciones de NEDGIA y SEDIGAS sobre "Evaluación de las emisiones fugitivas en las redes de distribución de gas".

Caso de estudio 7: Sistemas GNL

Caso de estudio: Operador de terminal de GNL Enagás - gestión y reducción de emisiones de metano

Descripción del programa: Gestionar y reducir las emisiones de metano forman parte de la cultura de Enagás en todos los niveles de la compañía. Enagás opera y mantiene tres plantas de regasificación de GNL.

Enagás clasifica las emisiones de metano en tres categorías: fugitivas, venteo y combustión incompleta. Enagás utiliza un detector portátil Sensit (un sensor puntual) en la operación diaria de terminales de GNL (como al final de las actividades de carga y descarga del barco), y durante las actividades de puesta en marcha y mantenimiento.

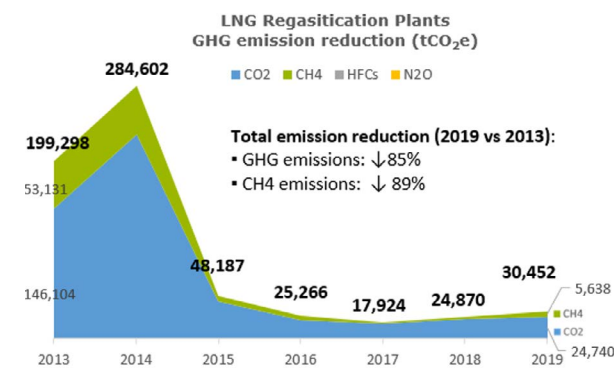
Dependiendo del tipo de emisión y equipo asociado, se aplican métodos específicos de cuantificación y medidas de mitigación en las terminales de GNL

• Identificación de emisiones fugitivas:

La detección y medición de fugas se realiza mediante un detector portátil y una cámara OGI. Desde 2020, cada año se realizan campañas LDAR que cumplen la norma europea EN 15446 en todas las terminales de GNL que Enagás opera en España (Barcelona, Cartagena, Huelva). Las emisiones fugitivas se reparan en paralelo durante las campañas LDAR. Las fugas que no se pueden reparar en el momento de la detección se incluyen en el plan de mantenimiento y se reparan antes de fin de año, a menos que una reparación requiera obras mayores.

- **Cuantificación del venteo:** las emisiones de metano de los dispositivos técnicos (por ejemplo, analizadores de gas) se calculan considerando la composición del gas, el número total de dispositivos técnicos y el volumen total de gas emitido. En el caso de los venteos operativos y de mantenimiento, las emisiones de metano se miden con medidores de flujo ultrasónicos en el venteo.
- **Tecnologías de medición top-down:** Enagás tiene algunos proyectos colaborativos relacionados con mediciones top-down (vehículos con ruedas, drones, satélites) con el fin de comparar estas mediciones con la información disponible sobre diferentes fuentes de emisiones.

Resultado: Desde 2013, las fugas en las terminales de GNL se han reducido en un 55% y los venteos en un 98%, y el total de todas las emisiones de metano se ha reducido en un 89%. Se desarrolló una aplicación web especialmente para monitorizar y registrar la información obtenida en las campañas LDAR. La aplicación estima tasas de emisión anuales y ahorros de emisiones anuales, además de priorizar las fugas en función de su magnitud.



Aprendizaje: Un enfoque integral de identificación, detección, medición y cuantificación ha producido resultados considerables para Enagás.

Bibliografía/Fuente: Enagás.

Caso de estudio 8: Conciliar evaluaciones top-down y bottom-up

Caso de estudio: Los métodos para conciliar los inventarios de emisiones bottom-up con las mediciones top-down son amplios y varían en escala. En la producción upstream, las conciliaciones se pueden realizar en una sola instalación o a nivel regional o de cuenca. En las instalaciones de superficie intermedias, como las estaciones de compresión, las plantas de procesamiento de gas y las grandes estaciones de medición y regulación, la comparación se realiza generalmente a nivel de las instalaciones. En los sistemas de distribución, la comparación es a menudo regional, y en este análisis es difícil separar las emisiones de la cadena de valor del gas natural de otras fuentes y separar las fuentes de emisión dentro del sistema de distribución de las emisiones que surgen después de que el gas ha sido medido y transferido a los clientes.

Descripción del programa: La necesidad de conciliación puede variar desde la mejora continua de inventarios hasta compromisos voluntarios para empresas individuales.

Resultado: Varios casos de estudio documentan conciliaciones entre evaluaciones bottom-up y top-down. Sin embargo, la mayor parte de este análisis se ha realizado en América del Norte. El resumen a continuación se centra en los análisis que han aparecido en revistas científicas revisadas por pares. Aparece un resumen en un informe de US National Academy of Sciences, Engineering and Medicine.²

• **Sites de producción upstream y estaciones de compresión de recolección:** las estimaciones de top-down generalmente han sido mayores que las estimaciones bottom-up. Las comparaciones se han realizado a diferentes escalas, incluidas las siguientes.

- Mediciones de top-down a nivel del site tomadas para cientos de sites de producción y recolección⁸⁻¹¹
- Mediciones de top-down tomadas en toda la cuenca utilizando aviones.^{12, 13} Aunque algunos de estos análisis han indicado que las mediciones top-down son más grandes que las estimaciones de bottom-up¹³, otros han conciliado las observaciones utilizando una cuantificación muy cuidadosa de las emisiones episódicas inventariadas (particularmente descargas líquidas de pozos).¹²
- Las mediciones satelitales están ahora disponibles, proporcionando estimaciones de emisiones promedio cada año para áreas tan pequeñas como 50 km².^{14, 15} Se prevé que los satélites planeados para 2020 en adelante mejoren la resolución espacial y temporal.

• Las mediciones realizadas a favor del viento de las instalaciones de transporte y almacenamiento de superficie indican que algunas estimaciones de emisiones bottom-up son más altas que las sugeridas por las mediciones top-down, pero otras son más bajas. Los sites con altas emisiones contribuyeron a la mayoría de las emisiones.^{16, 17}

• **Distribución**

- Las redes mostraron una amplia variedad de características de emisión: las áreas urbanas con líneas de distribución propensas a la corrosión tenían emisiones aproximadamente 25 veces

más altas que las áreas con materiales de tuberías más modernos¹⁸.

- Para una sola fuga extremadamente grande de una falla de contención de un solo pozo en un campo de almacenamiento subterráneo, los estudios emplearon varias técnicas de medición top-down.¹⁹

Aprendizaje:

- Las verificaciones top-down pueden señalar emisiones que no están caracterizadas o estimadas de manera inadecuada en las evaluaciones de bottom-up.
- Las estimaciones top-down deben compararse con evaluaciones bottom-up que tienen las mismas escalas espaciales y temporales que las observaciones.
- Los subgrupos de equipos de alta emisión pueden representar una proporción sustancial de las emisiones totales de metano de las cadenas de suministro de gas natural. Si las fuentes de alta emisión se deben a fallos u operaciones anormales, es posible que no se puedan predecir mediante estimaciones bottom-up.
- La mayoría de las mediciones de top-down son actualmente breves instantáneas de las emisiones, están limitadas en su escala espacial y son caras de realizar. Sin embargo, esto está cambiando a medida que comienzan a surgir estimaciones de emisiones basadas en mediciones realizadas por satélites, estudios aéreos y sistemas de monitorización en tierra.

Lista de Verificación

La siguiente lista de verificación evalúa el progreso en la reducción de las emisiones de metano mediante la identificación y cuantificación.

Actividad	Completado	Porcentaje de los equipos o procesos en este programa
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Identificar las fuentes conocidas de emisiones y realizar un estudio de las emisiones no deseadas o no intencionadas. 		
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Cuantificar fuentes conocidas y encontradas directamente midiendo las tasas de emisión o indirectamente usando una combinación de mediciones, cálculos y modelos. 		
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Utilizar esta información para crear o actualizar inventarios de emisiones 		
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Actualizar y mejorar periódicamente los planes de identificación y cuantificación de emisiones. 		
<ul style="list-style-type: none"> • Comparar la cuantificación de fuentes con mediciones a gran escala 		
<ul style="list-style-type: none"> • Considerar probar tecnologías emergentes que tienen el potencial de mejorar la eficiencia de la identificación o cuantificación, o a un mejor coste 		
<ul style="list-style-type: none"> • Utilizar tecnologías que tengan el potencial de reducir el tiempo entre la aparición de las emisiones y la detección inicial. 		

Estudios e informes que evaluaron tecnologías de detección, medición y cuantificación

Nombre del estudio o informe	Año	Sectores Relevantes	Conclusiones Principales
Mejora de la caracterización de las emisiones antropogénicas de metano en los Estados Unidos ²	2018	Todos	<ul style="list-style-type: none"> • Capítulo 3 (Métodos de monitorización y medición de emisiones de metano) describe diferentes escalas de métodos de cuantificación. • Capítulo 6 (Afrontar los desafíos de caracterizar las emisiones de metano) describe recomendaciones para reconciliaciones top-down y bottom-up.
Evaluación de tecnologías innovadoras de detección de metano ³	2018	Todos	<ul style="list-style-type: none"> • Capítulo 4 (Aplicaciones) analiza las aplicaciones prácticas de las tecnologías. • Capítulo 5 (Directrices y principios de evaluación) analiza la importancia de especificar los objetivos del sistema antes de que se pueda evaluar un método en particular. • Hay un resumen de las evaluaciones de muchas tecnologías de detección de metano y una gran tabla de evaluación que compara 18 tecnologías de sensores individuales.
Evaluación de emisiones de metano para Operadores de Sistemas de Transporte y Distribución de Gas ⁴	2019	Solo Transporte y Distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Recomienda campañas de recolección de datos para fugas, emisiones operativas e incidentes. • Capítulo 7 proporciona una tabla de comparación de 18 métodos para medir y cuantificar las fugas de metano. • También proporciona métodos para estimaciones de ingeniería.

Nombre del estudio o informe	Año	Sectores Relevantes	Conclusiones Principales
Posibles formas en que la industria del gas puede contribuir a la reducción de las emisiones de metano: Informe para el Foro de Madrid (5 al 6 de junio de 2019) ²⁰	2019	Todos	<ul style="list-style-type: none"> • Un documento amplio, que cubre los protocolos de identificación y cuantificación. • Ofrece solo una descripción general de las categorías de detección y tecnologías no específicas (consulte la sección 4.2.1) • Cubre conceptos de cuantificación, evaluaciones de top-down, evaluaciones bottom-up y súper emisores.
Muestreo de tecnologías y prácticas de detección de emisiones de metano para la infraestructura de distribución de gas natural ⁵	2019	Solo Distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Identifica tecnologías y prácticas existentes y emergentes adecuadas para detectar fugas. • Produce una tabla (apéndice A) que compara 27 tecnologías, aunque la tabla no es prescriptiva ni exhaustiva. • Es 'An Educational Handbook for State Energy Regulators'
Intercomparación ciega simple de tecnologías de detección de metano: resultados del Stanford/EDF Mobile Monitoring Challenge ²¹	2019	Todos, pero el foco fue la producción	<ul style="list-style-type: none"> • Se compararon, a través de una prueba de campo, 10 métodos que utilizaron una plataforma de vehículo terrestre o aéreo para realizar la detección. • Los resultados de las pruebas de liberación controlada simple ciega mostraron que las tecnologías son generalmente efectivas en la detección de fugas, con seis de las 10 tecnologías detectando correctamente más del 90% de las fugas. Sin embargo, solo pudieron identificar el equipo específico en el 50% de los escenarios. • Es necesario mejorar la cuantificación de las emisiones, ya que la mayoría de las tecnologías generalmente solo pueden proporcionar estimaciones de emisiones muy altas.

Nombre del estudio o informe	Año	Sectores Relevantes	Conclusiones Principales
Un marco de equivalencia de reducción de emisiones de metano para programas alternativos de detección y reparación de fugas ²⁵	2019	Todos, pero el foco fue la producción	<ul style="list-style-type: none"> Este documento propone un marco de cinco etapas para demostrar similitudes entre las nuevas tecnologías de detección de fugas. El enfoque combina pruebas controladas, modelado de simulación y pruebas de campo.
Una revisión de las tecnologías de detección y de corto alcance para mitigar las emisiones fugitivas de metano en las áreas upstream de petróleo y gas ²²	2019	Upstream	<ul style="list-style-type: none"> Compara seis clases de tecnología para su uso en LDAR: instrumentos de mano, sensores fijos, laboratorios terrestres móviles (MGL), vehículos aéreos no tripulados (UAVs), aviones y satélites. Los límites mínimos de detección para las clases de tecnología van desde <1 g h⁻¹ para los instrumentos del método 21 a 7,1 × 10⁶ g h⁻¹ para el satélite GOSAT. Introduce un enfoque híbrido de detección y confirmación, llamado programa de monitoreo integral, a LDAR. Actualmente, los sensores fijos, MGL, UAVs y aviones podrían usarse como tecnologías de detección, pero su desempeño debe evaluarse en una variedad de condiciones ambientales y operativas para mejorar la efectividad de la detección.
Technical Guidance Document Number 2: Fugitive Component and Equipment Leaks ²³	2017	Todos	<ul style="list-style-type: none"> Enumera cinco técnicas de detección de fugas. Enumera seis técnicas de medición directa.
Best Practice Guidance for Methane Management in the Oil and Gas Sector ²⁴	2019	Todos	<ul style="list-style-type: none"> Técnicas discutidas en un nivel más amplio Top-down versus bottom-up, y escala de medición. Hace recomendaciones sobre métodos, planes y medidas de mitigación, pero no sobre tecnologías específicas de detección, medición o cuantificación.

Bibliografía

- Methane Guiding Principles (MGP), Best Practices Guides (2020), disponible en: www.methaneguidingprinciples.org/best-practice-guides/
- US National Academies of Science, Engineering and Medicine (NASEM), 'Improving Characterization of Anthropogenic Methane Emissions in the United States', National Academies Press, Washington, DC (2018) Disponible en: www.nap.edu/catalog/24987/improving-characterization-of-anthropogenic-methane-emissions-in-the-united-states
- Interstate Technology & Regulatory Council (ITRC), 'Evaluation of Innovative Methane Detection Technologies', 2018 Disponible en methane-1.itrcweb.org/
- MARCOGAZ, 'Assessment of methane emissions for Gas Transmission and Distribution system Operators' Disponible en www.marcogaz.org/app/download/8161672063/WG_ME-485-Assessment+of+methane+emissions+for+gas+Transmission+and+Distribution+system+operator.pdf?t=1588852446
- National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC). 'Sampling of Methane Emissions Detection Technologies and Practices for Natural Gas Distribution Infrastructure', an Educational Handbook for State Energy Regulators, 2019
- Final Report to US Department of Energy, ARPA-E MONITOR (Methane Observation Networks with Innovative Technology, 2018
- AR Brandt, GA Heath and D Cooley, 'Methane leaks from natural gas systems follow extreme distributions', Environ Sci Technol, Environ. Sci. Technol. 2016, 50, 22, 12512–12520, doi: 10.1021/acs.est.6b04303
- D Zavala-Araiza, RA Alvarez, DR Lyon, DT Allen, AJ Marchese, DJ Zimmerle and SP Hamburg, 'Abnormal process conditions required to explain emissions from natural gas production sites', Nature Communications, 8, 14012, doi: 10.1038/ncomms14012, 2017
- Environmental Defense Fund, PermianMap Disponible en www.permianmap.org
- CS Bell, TL Vaughn, D Zimmerle, SC Herndon, TI Yacovitch, GA Heath, G Petron, R Edie, RA Field, SM Murphy, AM Robertson and J Soltis, comparison of methane emission estimates from multiple measurement techniques at natural gas production pads, Elementa-Science of the Anthropocene 5. DOI: 10.1525/Elementa.266
- TL Vaughn, CS Bell, TI Yacovitch, JR Roscioli, SC Herndon, S Conley, S Schwietzke, GA Heath, G Petron and D Zimmerle, comparing facility-level methane emission rate estimates at natural gas gathering and boosting stations, Elementa-Science of the Anthropocene 5. DOI: 10.1525/Elementa.257, 2017

12. TL Vaughn, CS Bell, CK Pickering, S Schwietzke, GA Heath, G Pétron, D Zimmerle, RC Schnell and D Nummedal, 'Temporal variability largely explains top-down/bottom-up difference in methane emission estimates from a natural gas production region', *Proceedings of the National Academy of Sciences* Nov 2018, 115 (46) 11712-1717; DOI: 10.1073/pnas.1805687115
13. RA Alvarez, D Zavala-Araiza, DR Lyon, DT Allen, ZR Barkley, AR Brandt, KJ Davis, SC Herndon, DJ Jacob, A Karion, EA Kort, BK Lamb, T Lauvaux, JD Maasackers, AJ Marchese, M Omara, SW Pacala, J Peischl, AL Robinson, PB Shepson, C Sweeney, A Townsend-Small, SC Wofsy, and SP Hamburg, 'Assessment of Methane Emissions from the US Oil and Gas Supply Chain', *Science* DOI: 10.1126/science.aar7204, 2018
14. JA de Gouw, JP Veefkind, E Roosenbrand, B Dix, JC Lin, J Landgraf and PF Levelt, 'Daily Satellite observations of Methane from oil and Gas production Regions in the United States', *Scientific Reports*, (2020) 10:1379, doi: 10.1038/s41598-020-57678-4
15. Y Zhang, R Gautam, S Pandey, M Omara, JD Maasackers, P Sadavarte, D Lyon, H Nesser, MP Sulprizio, DJ Varon, R Zhang, S Houweling, D Zavala-Araiza, RA Alvarez, A Lorente, SP Hamburg, I Aben and DJ Jacob, 'Quantifying methane emissions from the largest oil-producing basin in the United States from space', *Sci. Adv.* 6, eaaz5120 (2020)
16. R Subramanian, LL Williams, TL Vaughn, D Zimmerle, JR Roscioli, SC Herndon, TI Yacovitch, C Floerchinger, DS Tkacik, AL Mitchell, MR Sullivan, TR Dallmann and AL Robinson, 'Methane Emissions from Natural Gas Compressor Stations in the Transmission and Storage Sector: Measurements and Comparisons with the EPA Greenhouse Gas Reporting Program Protocol', *Environmental Science & Technology* 49(5):3252-3261. DOI: 10.1021/e35060258, 2015
17. DJ Zimmerle, LL Williams, TL Vaughn, C Quinn, R Subramanian, GP Duggan, B Willson, JD Opsomer, AJ Marchese, DM Martinez, and AL Robinson, 'Methane Emissions from the Natural Gas Transmission and Storage System in the United States', *Environ Sci Technol* 49(15): 9374–9383 doi: 10.1021/acs.est.5b01669, 2015
18. JC von Fischer, D Cooley, S Chamberlain, A Gaylord, C J Griebenow, SP Hamburg, J Salo, R Schumacher, D Theobald and J Ham, 'Rapid, Vehicle-Based Identification of Location and Magnitude of Urban Natural Gas Pipeline Leaks', *Environmental Science & Technology* 51(7):4091-4099. DOI: 10.1021/acs.est.6b06095, 2017
19. S Conley, G Franco, I Faloona, D.R Blake, J Peischl, and TB Ryerson, 'Methane emissions from the 2015 Aliso Canyon blowout in Los Angeles, CA', *Science*, 351, 1317-1320, doi: 10.1126/science.aaf2348, 2016
20. 'Potential ways the gas industry can contribute to the reduction of methane emissions' GIE and Marcogaz, available at <https://www.gie.eu/index.php/gie-publications/methane-emission-report-2019/27786-gie-marcogaz-report-for-the-madrid-forum-potential-way-gas-industry-can-contribute-to-the-reduction-of-methane-emissions/file>
21. AP Ravikumar, S Sreedhara, J Wang, J Englander, D Roda-Stuart, C Bell, D Zimmerle, D Lyon, I Mogstad, B Ratner and AR Brandt, 'Single-blind inter-comparison of methane detection technologies – results from the Stanford/EDF Mobile Monitoring Challenge', *Elem Sci Anth*, 7(1), p.37. DOI: <http://doi.org/10.1525/elementa.373>, 2019
22. TA Fox,, TE Barchyn, D Risk, AP Ravikumar, and CH Hugenholtz, 'A review of close-range and screening technologies for mitigating fugitive methane emissions in upstream oil and gas', *Environ Res. Lett.* 14 053002, 2019
23. Climate and Clean Air Coalition's (CCAC) Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) 'Technical Guidance Document Number 2: Fugitive Component and Equipment Leaks', modified March 2017
24. United Nations Economic Commission for Europe (UNECE) 'Best Practice Guidance for Methane Management in the Oil and Gas Sector', January 2020
25. Fox et al, 'A methane emissions reduction equivalence framework for alternative leak detection and repair programs', *Elementa*, 2019 Disponible en www.doi.org/10.1525/elementa.369



METHANE
GUIDING
PRINCIPLES