



METHANE
GUIDING
PRINCIPLES

Reducción de Emisiones de Metano: Guía de Mejores Prácticas **Fugas en Equipos**

Noviembre 2019



Aviso informativo

Este documento ha sido desarrollado por la iniciativa Methane Guiding Principles. La Guía proporciona un resumen de las medidas de mitigación actuales, los costes y las tecnologías conocidas hasta la fecha de publicación, no obstante pueden modificarse o mejorarse con el tiempo. La información que se incluye refleja el conocimiento de los autores, sin embargo puede que no refleje el punto de vista o la posición de todos los miembros de la iniciativa Methane Guiding Principles. Así mismo los lectores deberán analizar la información proporcionada. No se otorga ninguna garantía sobre la integridad o exactitud de la información incluida en esta Guía por SLR International Corporation y sus contratistas, la iniciativa Methane Guiding Principles o sus miembros.

Esta guía describe las acciones que una compañía puede llevar a cabo para mejorar la gestión de sus emisiones de metano. Estas acciones o recomendaciones no son obligatorias y para cada caso en particular puede haber otras alternativas más efectivas. Lo que las empresas decidan hacer dependerá de las circunstancias, del riesgo que conlleva implementar esa gestión y del régimen legal aplicable.

Contenidos

Resumen.....	2
Introducción.....	3
Cuantificación de emisiones de fugas en equipos.....	6
Estrategias de Mitigación.....	7
Lista de verificación	14
Apéndice: más detalles sobre Estrategias de Mitigación	15
Referencias.....	23





Esta Guía contiene información sobre las emisiones fugitivas en equipos presurizados utilizados en la industria del petróleo y el gas. Este documento se refiere a estas emisiones como "fugas". Las emisiones intencionadas de equipos diseñados para ventear se tratan en la Guía de Mejores Prácticas 4 "Reducción de las emisiones de metano de venteos".

Las emisiones fugitivas generalmente son causadas por las imperfecciones o el desgaste que se produce en juntas selladas, como, por ejemplo, juntas de brida, conexiones atornilladas, empaquetaduras de vástagos de válvulas o válvulas mal fijadas. Las fugas pueden ser causadas porque la instalación sea inadecuada, pero suelen ser resultado del desgaste o la tensión que sufre la superficie sellada con el tiempo. También pueden provenir de la pared de un recipiente o tubería presurizada, como resultado de corrosión o daños.

Esta Guía aborda las fuentes de emisiones fugitivas y las estrategias que pueden utilizarse para su detección y reparación con el objetivo de reducir las fugas. Estas estrategias de mitigación se enumeran a continuación.

Es importante tener en cuenta que las Mejores Prácticas para minimizar las fugas están cubiertas por varias Guías de Mejores Prácticas. Las fugas pueden ser minimizadas mediante:

- El diseño y operación (Guía de Ingeniería, Diseño y Construcción);
- Su detección (explicado en esta Guía);
- Reparaciones (explicado en esta Guía y la Guía de Reparaciones Operativas); y
- Sistemas de Gestión (Guía de Mejora Continua).

Mejores Prácticas para reducir las emisiones de metano procedentes de fugas

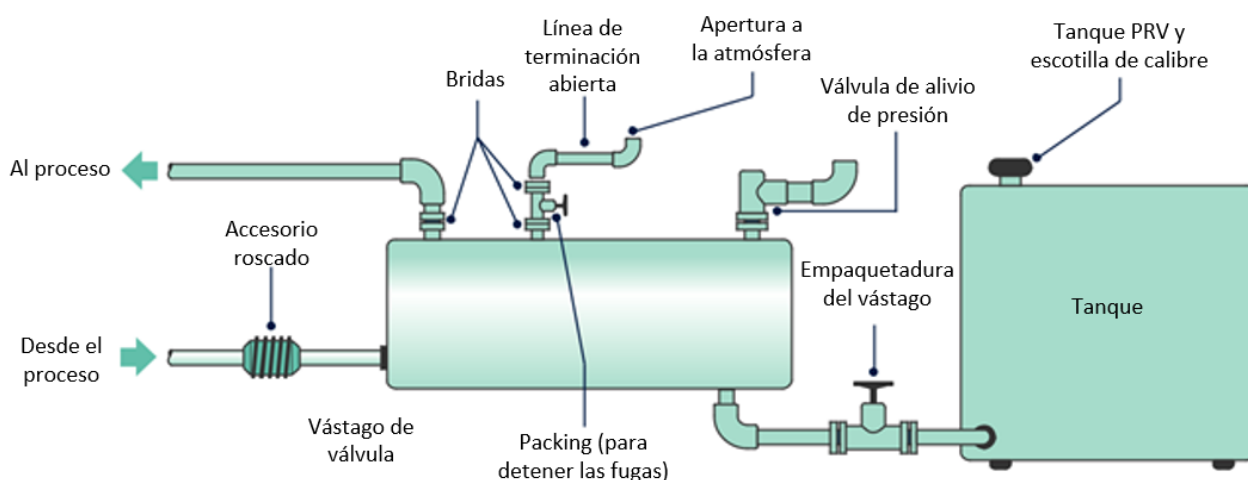
- ✓ Mantener un inventario preciso de las fugas de los equipos
- ✓ Realizar periódicamente detección y reparación de fugas (LDAR) en todas las instalaciones de la superficie
- ✓ Realizar LDAR periódicamente en todas las tuberías subterráneas
- ✓ Utilizar programas "enfocados" o "alternativos" como son:
 - Inspección y mantenimiento dirigido (DI&M), el cual es un programa enfocado;
 - programas integrales de monitorización, que son programas alternativos (algunos aún se están desarrollando)
- ✓ Reemplazar o eliminar componentes que tengan fugas persistentes

Introducción

Las fugas no intencionadas de equipos presurizados utilizados en la industria del petróleo y el gas (emisiones fugitivas) provocan la liberación de gas a la atmósfera. Una fuga se define como "una pérdida del fluido del proceso al medio ambiente por medio de una junta, conexión roscada o mecánica, cubierta, válvula u otro componente del equipo que tenga daños".

La Figura 1 muestra de dónde podrían provenir las fugas en un equipo.

Figura 1: Ejemplo de fuentes de emisiones fugitivas

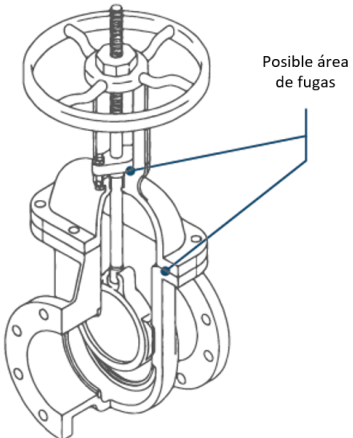
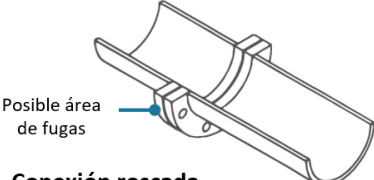
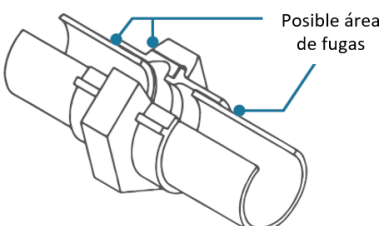
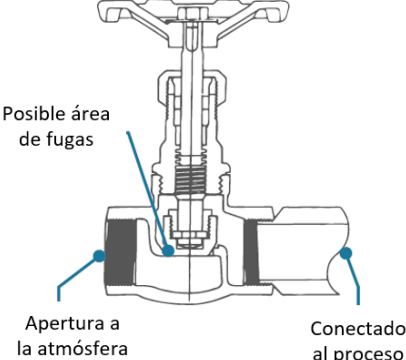


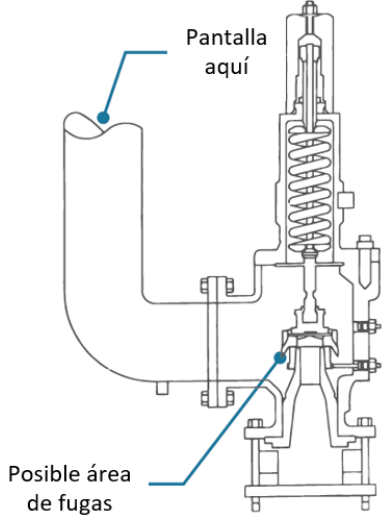


La mayoría de plantas de petróleo y gas tienen miles de componentes individuales que podrían ser fuentes de emisiones fugitivas. A pesar de que solo un pequeño porcentaje de esos componentes tiene fugas, si se considera de forma global, esto representa una fuente potencial de emisiones de metano.

Por lo tanto, aunque las fugas individuales tienden a ser pequeñas, el total de emisiones fugitivas es una fuente importante de emisiones de metano. En los Estados Unidos, la Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. (EPA) estima que la emisión anual de metano por fugas es del 16% del total de emisiones de metano de los Sistemas de Petróleo y Gas Natural^{1,2}. Se han desarrollado estimaciones similares en otros territorios donde los equipos son parecidos como, por ejemplo, en Canadá³.

Los componentes comunes donde se producen fugas se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1: Componentes comunes

Componente y ubicación de la fuga	Descripción	Diagrama
<p>Válvulas</p>	<p>Fugas resultantes de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Desgaste; • Rotura o fallo de la empaquetadura de la válvula o los anillos; o • Ruptura del diafragma de una válvula de control. 	
<p>Conectores y bridas</p>	<p>Las fugas de las bridas generalmente son causadas por:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fallo en la junta entre dos bridas atornilladas; o • desalineación de dos secciones de una tubería. <p>Para conexiones atornilladas, pueden ocurrir fugas en la conexión roscada.</p> <p>(Nota: la conexión roscada que se muestra es una unión, que es un tipo de conector roscado).</p>	<p>Conexión de la brida</p>  <p>Conexión roscada</p> 
<p>Líneas de terminación abiertas (OELs)</p>	<p>Los OEL son válvulas de cierre que normalmente están cerradas, pero cuando se abren, emitirán gas directamente a la atmósfera.</p> <p>Las fugas pueden ser causadas por el desgaste o la suciedad en el asiento de la válvula, o por un ajuste inadecuado de la válvula cerrada.</p>	

Componente y ubicación de la fuga	Descripción	Diagrama
Válvulas de alivio de presión (PRVs)	<p>Las PRV suelen ser válvulas de seguridad con resorte, dirigidas a la atmósfera, diseñadas para liberar gas cuando se alcanza una cierta presión, de modo que el equipo no tenga sobrepresiones.</p> <p>Se pueden producir fugas si el tapón de la válvula de la PRV no está asentado correctamente, si el sello del asiento está desgastado o si hay residuos en el sello. También pueden producirse fugas cuando el proceso se opera demasiado cerca de la presión de alivio.</p>	
PRV que son escotillas para medición de nivel en tanques	<p>Las escotillas pueden ser una fuente de emisiones cuando se abren o no se cierran correctamente, o cuando el dispositivo de seguridad incorporado en la escotilla no se vuelve a cerrar después de abrirse. Un sellado inadecuado puede ser causado por una junta defectuosa o un ajuste inapropiado.</p>	
Pared de un tanque o tubería	<p>Pueden ocurrir fugas como resultado de corrosión o daños por impacto.</p> <p>En algunos casos, para tuberías subterráneas antiguas de distribución, una fuga puede provenir de una junta o conexión enterrada, pero aún se considera una fuga.</p>	

Los diagramas de la Tabla 1 se basan en el documento “Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 8: Equipment Leaks”, Gas Research Institute, US Environmental Protection Agency, Junio de 1996⁴. La foto para la escotilla del tanque es de HY-BON / EDI, de la compañía Cimarron Energy.

Cuantificación de emisiones fugitivas

Hay varias formas de cuantificar las emisiones fugitivas. Los métodos de cuantificación para las emisiones de metano proporcionan un ratio, como la masa por tiempo (por ejemplo, kg/h) o el volumen por tiempo (por ejemplo, m³ estándar/h), y pueden producirse mediante estimaciones, mediciones directas de las fuentes de metano, o utilizando modelos. A continuación se enumeran los métodos en orden del menos al más preciso.

1. Cuantificar por población de instalaciones: en función del número de instalaciones y el caudal de emisión típico de ese tipo de instalación.
2. Cuantificar por población de equipos: según el número de un tipo de equipo principal y el caudal de emisión típico de ese tipo de equipo.
3. Cuantificar por componente:
 - Cuantificar por número de componentes / poblaciones: multiplicando el número de componentes por el caudal de emisión promedio por componente.
 - Cuantificar por cribado: si se realizó un cribado para detectar fugas, los componentes se pueden clasificar en categorías de "fuga" y "sin fuga", y el número en esas categorías se multiplica por el factor de emisión apropiado.
 - Cuantificar por medición directa de fugas: todas las fugas detectadas en un sitio se miden para determinar la tasa de emisión y proporcionar la estimación más precisa de las fugas de la planta.

El uso de la detección o la medición directa proporciona una descripción más precisa de las fugas y la efectividad de las medidas de mitigación. Cuando se usa esto, se recomienda que se repita a intervalos de no más de un año.

Se pueden utilizar todos los enfoques anteriores, pero solo el enfoque de detección y el enfoque de medición directa resultarán en una cuantificación que refleje las reducciones derivadas de medidas de mitigación efectivas. Si se utiliza el enfoque de población, las estimaciones de emisiones no cambiarán, incluso aunque los controles hayan reducido las emisiones reales de metano.

Estrategias de mitigación

- Las emisiones de metano procedentes de fugas se reducen con mayor frecuencia mediante los programas periódicos de detección y reparación de fugas (LDAR), durante los que se realizan inspecciones para identificar y reparar las fugas encontradas.
 - En algunas regiones, la regulación requiere programas de detección y reparación, pero en otras son voluntarios. La frecuencia de las inspecciones varía (generalmente de mensual a anual). La técnica de inspección también varía.
 - Los subconjuntos de los programas LDAR son programas "inteligentes" o programas de inspección y mantenimiento dirigido (DI&M), donde solo se inspecciona un grupo específico de equipos o tipo de componentes. Por ejemplo, el programa podría estar diseñado para inspeccionar solo los tipos de equipos que se sabe que producen fugas significativas, o diseñado para realizar solo reparaciones limitadas, como las que se consideran rentables.
- Las fugas pueden reducirse siguiendo un "programa alternativo de detección y reparación", donde se combinan diferentes técnicas de detección de fugas a diferentes intervalos. Los ejemplos son variados, pero incluyen lo siguiente:
 - Mapeos frecuentes a gran escala (por ejemplo, por satélite o aéreos) combinados con inspecciones menos frecuentes de componentes.
 - Monitorización continua.Estos programas alternativos se están desarrollando actualmente, y su idoneidad dependerá del equipo o componentes particulares y, por lo tanto, puede variar de un activo a otro.
- Las fugas también se pueden minimizar reemplazando los tipos de componentes que comúnmente tienen fugas.

Tradicionalmente, antes de que el equipo de detección estuviera disponible, una persona (o personas) identificaban las fugas inspeccionando el equipo o componente sin la ayuda del dispositivo de detección de fugas (inspecciones llamadas de audio, visuales y de olfato (AVO)). Sin embargo, estas inspecciones, basadas únicamente en la vista, el oído y el olfato, no son muy efectivas para encontrar pequeñas fugas o fugas en sitios ruidosos, por lo que no se consideran una forma efectiva de detección. La excepción es para las redes de distribución de gas natural, donde se añaden odorizantes intencionadamente para que la detección sea más fácil y efectiva. Sin embargo, incluso en los sistemas de distribución es mejor realizar inspecciones periódicas con dispositivos de detección.

Recursos disponibles

Se desarrollaron muchas guías sobre detección y reparación de fugas para instalaciones petroquímicas estrictamente reguladas aguas abajo. Los siguientes son ejemplos de tales guías y estándares.

- 'Leak detection and Repair, A Best Practices Guide', United States Environmental Protection Agency, Octubre de 1999⁵
- 'Fugitive and Diffuse Emissions of Common Concern to Industry Sectors. Measurement of Fugitive Emission of Vapours Generating from Equipment and Piping Leaks (British Standard)', British Standards Institution, BS EN 15446, the British (and European) standard for leak detection⁶

Estas guías asumen que se sigue el marco regulatorio desarrollado para la industria petroquímica, en los EE UU llamado "Método de Referencia 21" (RM21). Ese marco es una inspección regular de fugas combinada con un programa de reparación. La Figura 2 se muestra una inspección RM21, donde cada superficie de cada componente debe verificarse con un dispositivo de medida apropiado, como un detector de ionización de llama (FID).

Figura 2: Inspección RM21



Existen varios programas y guías exclusivos para la industria del gas natural que tratan sobre la reducción de emisiones de metano procedentes de fugas. En el gas natural, la mayoría de los programas de detección y reparación son actualmente menos estrictos y más flexibles que las guías y estándares de detección y reparación petroquímica. Las guías y programas específicos para el gas natural incluyen lo siguiente.

- 'Technical Guidance Document Number 2: Fugitive Component and Equipment Leaks', Climate and Clean Air Coalition's (CCAC) Oil and Gas Methane Partnership (OGMP), modificado en marzo de 2017⁷
- Natural Gas Star Program's 'Recommended Technologies to Reduce Methane Emissions', un programa de la United States Environmental Protection Agency, www.epa.gov/natural-gas-star-program/recommended-technologies-reduce-methane-emissions⁸
- 'Best Practice Guidance for Methane Management in the Oil and Gas Sector', United Nations Economic Commission for Europe (UNECE) draft, marzo de 2019⁹ (Esta es una amplia guía internacional).

En la última década, una herramienta común para detectar fugas en la industria del gas natural ha sido la cámara de imagen óptica (Optical Gas Imaging, OGI), que es un dispositivo de imagen infrarroja con óptica, filtros y sensores refrigerados diseñados específicamente para detectar metano. Estos dispositivos producen una imagen que permite ver la fuga como una columna de gas. Varios tipos de estas cámaras están disponibles con diferentes capacidades mínimas de detección y los fabricantes están desarrollando mejoras. La Figura 3 muestra las cámaras OGI que se utilizan.

Figura 3: Uso de cámaras OGI



Fuentes: Universidad de Texas en Austin y Heath Consultants Incorporated

Ahora hay muchas nuevas tecnologías de detección disponibles. La mayoría de estas nuevas tecnologías aún no han sido aprobadas como adecuadas para los programas de detección y reparación requeridos por la regulación, aunque podrían usarse en programas voluntarios. Hay programas de investigación que están probando y comparando tecnologías recientemente desarrolladas. Estas tecnologías pueden proporcionar una detección y reparación de fugas más rentable en la industria del gas natural que la que se logra actualmente usando solo una cámara OGI. Informes recientes han resumido las tecnologías de detección disponibles. Los siguientes son algunos ejemplos de dichos informes.

- 'A review of close-range and screening technologies for mitigating Fugitive methane emissions in upstream oil and gas', Fox et al, Environmental research Letters, julio de 2019¹⁰
- 'Evaluation of Innovative Methane Detection Technologies', The Interstate Technology Regulatory Council, septiembre de 2018¹¹

Algunos nuevos programas de detección y reparación se están evaluando en los programas alternativos/equivalentes de mitigación que se tratan más adelante en esta guía, y mediante un método descrito en el artículo de la revista "A methane emissions reduction equivalence framework for alternative leak detection and repair programs", Fox et al, Elementa: Science of the Anthropocene, 2019¹².

Las mejores prácticas para reducir las emisiones fugitivas se resumen en la Tabla 2. En el apéndice se ofrecen más detalles sobre estas estrategias de mitigación.

Tabla 2: Métodos para reducir las emisiones de metano procedentes de fugas

Estrategia de mitigación	Descripción
<p>1. Realizar programas periódicos de detección y reparación de fugas para todas las instalaciones de la superficie</p>	<p>a. Las instalaciones de producción y las de <i>midstream</i> usan normalmente cámaras OGI, como las cámaras infrarrojas refrigeradas (por ejemplo, las cámaras FLIR GF320 o OpGal EyeCGas), para detectar fugas de gas natural. Las cámaras OGI se utilizan en una inspección a pie donde el usuario escanea todas las partes del equipo.</p> <p>b. Otra posibilidad son los dispositivos como el sistema de absorción láser de diodo sintonizable (TDLAS), que mide la concentración de gas a lo largo de todas las rutas exploradas. Un ejemplo es el dispositivo Heath RMLD.</p> <p>c. Los detectores de ionización de llama (FID) o dispositivos similares se utilizan para inspecciones RM21 o similares. Si bien este puede ser el método de detección de fugas más sensible y confiable, también es el más complejo y costoso. Se tarda mucho tiempo en escanear una instalación, por lo que generalmente no es el método utilizado para las instalaciones de petróleo y gas, salvo que así lo exija la regulación.</p>
<p>2. Realizar programas periódicos de detección y reparación de fugas para las tuberías subterráneas</p>	<p>a. La detección de fugas generalmente se realiza mediante una inspección a pie con un detector altamente sensible. Las fugas tienen que ir desde el punto de emisión en la tubería enterrada hasta la superficie para ser detectadas.</p> <p>b. La detección de fugas también se puede realizar desde vehículos terrestres. Aéreamente se puede usar para tuberías largas, como líneas de transporte. Sin embargo, la efectividad de los estudios aéreos no se ha probado completamente para detectar fugas. Estos estudios están principalmente relacionados con la seguridad, pero a medida que evolucionan las tecnologías y los métodos, pueden llegar a ser efectivos para la detección de fugas.</p>
<p>3. Seguir un programa de inspección y mantenimiento dirigido (DI&M)</p>	<p>Con este enfoque, las decisiones de gestión de riesgos se utilizan para enfocar la detección y reparación solo en ciertos equipos o componentes, o en todos ellos pero solo se priorizan las fugas más importantes para su reparación.</p> <p>Un programa enfocado requiere información extensa de actividades completas de detección y reparación llevadas a cabo en el pasado, utilizando esa información para determinar dónde enfocar los esfuerzos.</p>

Tabla 2: Métodos para reducir las emisiones de metano procedentes de fugas (continuación)

Estrategia de mitigación	Descripción
<p>4. Seguir un programa alternativo de detección y reparación, como un programa de monitorización integral</p>	<p>Los programas de investigación están probando tanto inspecciones como monitorización continua como alternativas a los métodos de detección y reparación existentes. Algunas de estas alternativas se denominan "programas integrales de monitorización".</p> <p>Uno de estos programas de investigación, con sede en la Universidad del Estado de Colorado, es la iniciativa "Camino a la equivalencia", que incluye un amplio conjunto de agentes y equipos de investigación en los EE.UU. y Canadá (Fox et al, 2019). La iniciativa involucra:</p> <ul style="list-style-type: none"> • probar soluciones potenciales en campo; • modelar estrategias de mitigación utilizando herramientas de simulación; • realizar ensayos para probar la solución potencial en condiciones de campo; y • trabajar con las partes interesadas para alentarlos a aceptar programas alternativos de detección y reparación.
<p>5. Reemplazar los componentes que tienen fugas persistentes</p>	<p>Este paso se puede realizar en la etapa de diseño reduciendo el número de componentes y conexiones, o reemplazando los componentes que comúnmente tienen fugas.</p>

En los Apéndices se pueden encontrar detalles adicionales sobre cada una de estas cinco estrategias de mitigación.

Como la principal estrategia de mitigación para reducir las emisiones fugitivas es llevar a cabo programas de detección y reparación de fugas (LDAR), se deben considerar algunos elementos importantes de todos estos programas. Es importante tener en cuenta que un programa LDAR eficaz comienza con operadores "conscientes y capacitados" que:

- buscan regularmente componentes con fugas entre la detección formal y las inspecciones de reparación; y
- están autorizados a informar y a repararlos.

Los elementos clave de un programa de detección y reparación se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3: Elementos clave de un programa LDAR

Elementos clave	Descripción	Comentarios
Identificación componentes	El operador debe conocer los diferentes componentes y cómo encontrarlos e identificarlos durante una inspección de fugas	Esto se aplica principalmente en actividades <i>upstream</i> y <i>midstream</i> (extracción, producción, procesamiento, transporte y almacenamiento). Las redes de distribución de gas (<i>downstream</i>), que se componen principalmente de estaciones de medición y regulación, gasoductos y medidores de clientes, disponen de materiales específicos y menos componentes, por lo que es más fácil la identificación de estos.
Elección de dispositivos para detección y definición de las fugas	El dispositivo elegido, junto con el procedimiento escrito, establece el caudal de fuga más baja que se puede detectar. (Establecer este caudal se conoce como definición de la fuga)	En algunos marcos regulatorios, como la RM21, la definición de la fuga puede establecerse como una concentración de ppm (por ejemplo, 500 ppm en el aire). Las operaciones de distribución (<i>downstream</i>) a menudo tienen definida la detección de fugas por la compañía de servicios y los reguladores.
Monitorización de componentes regularmente	Se utiliza el dispositivo de detección especificado, siguiendo un procedimiento escrito, por intervalos establecidos. La mayoría de las veces, las fugas se marcan, se etiquetan temporalmente y, si no se reparan de inmediato, se incluyen en un sistema de seguimiento de fugas.	Algunos marcos regulatorios especifican el método. Por ejemplo, las reglas canadienses y las nuevas reglas de la EPA de los EE.UU. requieren que se usen cámaras OGI a una distancia de visualización mínima. Los programas voluntarios no-regulados pueden utilizar otras técnicas de detección, pero idealmente deberían ser comparables a los que aparecen en los marcos regulatorios.
Reparación de componentes	Los componentes con fugas deben repararse lo antes posible. Se considera que el componente se repara solo después de que se ha monitorizado y se muestra que no tiene fugas por encima de la definición de fuga (esto a menudo se especifica como no detectado por la cámara OGI).	Los primeros intentos de reparación incluyen las siguientes prácticas. <ul style="list-style-type: none"> • Apretar las conexiones atornilladas • Apretar los tornillos de la válvula o los tornillos de la brida en las juntas de la brida • Sustitución de los pernos • Apretar tuercas de prensaestopas • Inyección de lubricante en la empaquetadura Los componentes que no pueden repararse en paralelo o que se tarda más en acceder a ellos, deben ser etiquetados y observados en el futuro, como por ejemplo durante los tiempos de parada de las instalaciones.

Tabla 3: Elementos clave de un programa LDAR

Elemento clave	Descripción	Comentarios
Registros y revisiones	Se deben mantener registros de las inspecciones realizadas, las fugas encontradas y de qué componentes, y cuándo se realizaron las reparaciones. Esta información puede ser útil para mantener un inventario preciso de las emisiones fugitivas.	Para cumplir con los marcos regulatorios se requieren registros detallados y precisos, que en ocasiones pueden incluir registros electrónicos de QA / QC y auditorías regulatorias. En los programas voluntarios, el seguimiento ideal debería ser lo suficientemente preciso para que los componentes que aparecen con daños repetidos sean identificados y reemplazados o reparados permanentemente.

* Nota de la Tabla 3: en industrias reguladas, como plantas químicas y refinerías, la tarea de identificar componentes implica asignar un número de identificación único a cada componente y colgar físicamente una etiqueta de identificación permanente y única en ese componente. Esto generalmente no se requiere en la cadena de suministro de gas natural, donde los componentes pueden inspeccionarse y solo aquellos que tienen fugas se identifican y etiquetan.

Lista de verificación

La siguiente lista de verificación le permite evaluar el progreso en la reducción de las emisiones de metano procedentes de fugas. La última columna es para indicar el porcentaje de equipos a los que ya se ha aplicado la estrategia de mitigación.

Actividad	Completado (marcar cuando lo esté)	Porcentaje de equipos incluido en esta actividad
✔ Reportar los inventarios anuales que incluyen estimaciones de emisiones fugitivas		
✔ Realizar periódicamente un programa LDAR		
✔ Realizar un programa enfocado de DI&M		
✔ Utilizar programas alternativos de detección y reparación, como programas integrales de monitorización.		
✔ Reemplazar los componentes que tienen fugas persistentes o eliminarlos.		

Es importante darse cuenta de que esta lista no evalúa cómo de robustos son los programas de detección y reparación, ni cómo de efectivos son.

Apéndice: Más detalles sobre Estrategias de Mitigación

Estrategia de mitigación 1: Llevar a cabo un programa periódico de detección y reparación de fugas para todas las instalaciones de la superficie

Desde una perspectiva global, se entiende que las fugas contribuyen significativamente a las emisiones totales de metano producidas y pueden reducirse siguiendo un programa de detección y reparación de fugas.

Los programas de detección y reparación se han utilizado durante mucho tiempo en las redes de distribución (*downstream*), ya que esos sistemas entregan gas directamente a clientes, por lo que podrían causar la mayor exposición al público. Durante muchas décadas, mucho antes de que se llevaran a cabo actividades de detección de fugas en las instalaciones *upstream*, las empresas de distribución locales realizaban inspecciones rutinarias de fugas. En América del Norte, estas generalmente se llevan a cabo cada uno, dos o tres años, mientras que en otros países las inspecciones pueden ser más frecuentes. La gente también informa de fugas, ya que el gas de distribución se odoriza para que las fugas puedan detectarse más fácilmente, y muchas de ellas se reparan inmediatamente. Aunque algunas fugas que se detectan en distribución no se reparan porque son pequeñas y no representan peligro. En esos casos, las fugas son monitorizadas.

En las redes de distribución de EEUU la mayoría de las fugas se clasifican según el riesgo a la seguridad (1, 2 o 3). Las de grado 1 se reparan de inmediato, las de grado 2 se sitúan en un procedimiento para reparar "en algún momento" y las de grado 3 son monitorizadas. La mayoría de las empresas de distribución tienen miles de fugas que se controlan permanentemente, aunque algunas jurisdicciones establecen un tiempo máximo para que se realicen las reparaciones.

En las operaciones *midstream*, como las plantas de procesamiento de gas natural, muchas jurisdicciones requieren un programa formal de detección y reparación de fugas, pero solo en el lado de los líquidos de la planta donde hay propano, butano e hidrocarburos volátiles más pesados. Las corrientes de gas aguas arriba y de salida, que son principalmente metano, generalmente no se incluyen en el programa regulatorio de detección y reparación de fugas.

Históricamente, las operaciones *upstream* de petróleo y gas no han tendido a disponer de programas formales para detectar fugas. En la última década se han emitido regulaciones de detección y reparación para algunas operaciones *upstream* y *midstream* en América del Norte. Por ejemplo, la EPA de EE.UU. requiere un programa de detección y reparación de fugas para nuevas fuentes y fuentes modificadas. En otras regiones se requieren programas de detección y reparación de fugas para todas las fuentes existentes (por ejemplo, bajo la regla federal canadiense de petróleo y gas y las reglas provinciales en Canadá). Varios estados de EE.UU. tienen reglas como la Reg 7 de Colorado que requieren programas de detección y reparación para todas las fuentes en *upstream*.

En otros casos, algunos operadores han adoptado un programa de detección y reparación en todos los sitios, no solo en las regiones donde la normativa así lo exige. Naturalmente, los programas voluntarios de detección y reparación tienden a ser más flexibles que los programas regulados.

Dónde es apropiada esta estrategia

Se esperaría que cualquier instalación en la superficie con equipos presurizados reduzca las emisiones fugitivas siguiendo un programa regular de detección y reparación para identificarlas y repararlas.

Apéndice: Más detalles sobre Estrategias de Mitigación

En instalaciones de *upstream* o *midstream*, la herramienta más común para detectar fugas es una cámara óptica de imágenes (cámara OGI), utilizada a corta distancia y aceptada por los programas regulatorios de detección y reparación de fugas requeridos en América del Norte. En el Método de referencia 21 (RM21) también está permitido el uso de detectores portátiles de ionización de llama (FID), pero no se emplean porque requieren contacto superficial con cada componente, por lo que es mucho más laborioso y costoso. El equipo OGI es más caro que el FID utilizado para el RM21, pero el método RM21 en sí tiene mayor coste. Es importante tener en cuenta que la tecnología RM21 para los programas de detección y reparación no ha cambiado durante 20 años, mientras que la OGI todavía es relativamente nueva y su efectividad aún se está estudiando, pero es reconocido por muchas jurisdicciones como un método efectivo. La OGI se usa con menos frecuencia en operaciones *downstream* porque las fugas en distribución son a menudo más pequeñas y generalmente están por debajo del umbral de detección de OGI.

Conclusión

Aunque los programas de detección y reparación se han utilizado en otras industrias durante décadas, su rentabilidad no está bien definida. Esto se debe en parte a que la detección y reparación a menudo se han utilizado cuando así lo exige la regulación, y como tal no había un controlador para estudiar la efectividad de las diferentes frecuencias o técnicas de detección porque todas estaban especificadas. En resoluciones recientes, la EPA ha asumido que la detección y reparación en las operaciones *upstream* y *midstream* puede producir una reducción del 40% de las emisiones fugitivas si se lleva a cabo una vez al año, del 60% si se realiza cada tres meses y del 80% si se realiza una vez al mes. Sin embargo, esta suposición aún no ha sido respaldada.

La rentabilidad de un programa voluntario de detección y reparación debe incluir todos los equipos y componentes en la etapa de diseño, por lo que la frecuencia, la técnica y los procedimientos de reparación podrían estar determinados por las decisiones sobre la rentabilidad. Para los programas regulados, la frecuencia, los dispositivos y los métodos generalmente se configuran, por lo que hay menos opciones de diseño.

La evaluación económica de cualquier medida de reducción de fugas depende de la cantidad de emisiones reducidas o eliminadas. Para una planta específica, esto generalmente requiere una medición o estimación de todas las fugas identificadas, frente al coste del programa de detección y reparación. Los estudios de ICF (ver las referencias) recopilan y hacen algunas suposiciones sobre los costes y la rentabilidad.

Puede haber otros beneficios al seguir los programas de detección y reparación, como la mejora de las opiniones de los agentes interesados y la atracción de inversores.

Estrategia de mitigación 2: Realizar un programa periódico de detección y reparación de fugas en todos los gasoductos y oleoductos

Se entiende que las fugas de las tuberías son una pequeña fuente de emisiones de metano en los sistemas de recolección de gas, tuberías de transporte y redes de distribución. Las inspecciones de fugas en tuberías se llevan a cabo principalmente por razones de seguridad, en lugar de únicamente para reducir las emisiones de metano.

Tener un programa de detección y reparación en tuberías puede ayudar a identificar y localizar fugas para que puedan repararse, reduciendo en última instancia las emisiones totales.

Dónde es apropiada esta estrategia

Un programa regular de detección y reparación podría reducir las emisiones de cualquier gas presurizado.

Es importante tener en cuenta que, incluso en las jurisdicciones reguladas, existen requisitos muy diversos para verificar si hay fugas en las tuberías. La mayoría de las redes de distribución y muchas tuberías de transporte en todo el mundo tienen algunos requisitos regulatorios para las inspecciones, pero la mayoría de las tuberías de recolección tienen requisitos regulatorios de inspección solo para tuberías dentro de una distancia establecida de los edificios ocupados, o en otros entornos de mayor riesgo, como los cruces de ríos. En las tuberías de transporte a menudo se realizan detecciones aéreas (con instrumentos infrarrojos o espectroscópicos en aviones que examinan las fugas e inspeccionan el estado del suelo y la vegetación muerta), aunque algunos también usan detectores de gas en vehículos terrestres. En el transporte, la inspección a menudo se lleva a cabo más por razones de seguridad que con el objetivo de reducir las emisiones.

En las redes de distribución locales, la inspección para detectar fugas se realiza con un detector de metano altamente sensible, ya sea en un vehículo o con alguien a pie que lleva el detector. Las detecciones aéreas no se llevan a cabo debido a la interferencia de los edificios, la topografía y la vegetación.

Conclusión

Si la regulación requiere un programa de detección y reparación, no es necesario evaluar su rentabilidad. Para los programas voluntarios, sí que debe tenerse en cuenta en la etapa de diseño, por lo que las decisiones sobre la frecuencia, la técnica y los procedimientos de reparación podrían estar determinados por la rentabilidad.

La evaluación económica de cualquier medida de reducción de fugas depende de la cantidad de emisiones reducidas o eliminadas. Para un lugar específico, esto generalmente requiere una medición o estimación de las fugas identificadas, en comparación con el coste del programa de detección y reparación.

Si se siguen los programas de detección y reparación, también puede haber otros beneficios, como una mejor opinión por parte de los agentes interesados o la atracción de inversores.

Estrategia de mitigación 3: Realizar un programa de Inspección y Mantenimiento Dirigido (DI&M)

Desde una perspectiva global, las fugas contribuyen a las emisiones totales de metano producidas por el hombre y pueden reducirse mediante un programa de detección y reparación de fugas. Sin embargo, si no hay requisitos regulatorios, un operador puede optar por aplicar el programa en un área limitada.

Para esta estrategia, debe haber información y conocimiento de actividades anteriores para detectar fugas, de modo que los operadores puedan estar seguros de que hay equipos o componentes que rara vez tienden a tener fugas y, por lo tanto, pueden tener intervalos más largos entre las inspecciones. Es preferible un programa completo de detección y reparación para la mayoría de los equipos.

Si un operador tiene conocimiento detallado sobre las fuentes de las fugas, puede optar por centrarse en los equipos o componentes que tienen fugas más grandes, y dar menor prioridad a inspeccionar otros equipos. Esta estrategia puede proporcionar un programa de detección y reparación más rentable y enfocado, a veces denominada "smart-LDAR" o "Inspección y Mantenimiento Dirigido" (DI&M).

Incluso con un programa enfocado, el resto de equipos y componentes deben ser examinados a intervalos regulares.

Dónde es apropiada esta estrategia

Se esperaría que cualquier instalación en la superficie con equipos presurizados reduzca las emisiones de metano fugitivas con un programa de detección y reparación enfocado.

Conclusión

Para la detección voluntaria de fugas y los programas voluntarios de reparación de equipos o componentes, sería necesario tener en cuenta la rentabilidad en la etapa de diseño del programa, por lo que las decisiones sobre la frecuencia, las técnicas y los procedimientos de reparación podrían estar determinados por la rentabilidad.

Los equipos y componentes en los que debe enfocarse el programa podrían determinarse mediante un análisis inicial de todos los equipos para identificar dónde ocurren las fugas más significativas. Por ejemplo, si un operador determina que la mayoría de sus emisiones fugitivas del sistema de recolección provienen de la empaquetadura del vástago y las líneas de terminación abierta del compresor, puede enfocar un programa DI&M que realice detección de fugas en esas fuentes, excluyendo otras que no sean significativas.

La evaluación económica de cualquier programa de reducción de fugas depende de la cantidad de emisiones reducidas o eliminadas. Para un lugar específico, esto generalmente requiere una medición o estimación de todas las fugas identificadas, en comparación con el coste del programa de detección y reparación. Un aspecto clave de un programa Smart-LDAR es que es más específico y, por lo tanto, reduce los costes laborales, lo que puede ser una consideración importante.

Con cualquier programa de detección y reparación, pero especialmente con programas enfocados como Smart-LDAR, una vez que se hayan abordado las fugas más grandes, los operadores obtendrán menores fugas en futuros ciclos LDAR, por lo que se podrá ajustar la frecuencia de detección y las inspecciones de reparación para mantener la rentabilidad.

Estrategia de mitigación 4: Utilizar un programa alternativo de detección y reparación, como un programa de monitorización integral

Desde una perspectiva global, se entiende que las fugas contribuyen significativamente a las emisiones totales de metano y pueden reducirse mediante un programa de detección y reparación de fugas. Si no existen requisitos regulatorios aplicables, o estos son flexibles, los operadores pueden optar por realizar la detección de fugas utilizando un programa alternativo.

Los programas de investigación que analizan las emisiones de gas natural generalmente encuentran que una pequeña cantidad de las fuentes de emisión son responsables de una gran parte de las emisiones totales. Una regla general basada en la información recopilada en los EE.UU. es que entre el 4 y el 5% de las fuentes de emisiones producen el 40 - 50% o más de las emisiones totales (Lamb et al, 2015; Zimmerle et al, 2015; Brandt et al, 2016)^{13,14,15}. Este sesgo en la distribución de emisiones ha aumentado el interés en la monitorización continuo o en inspecciones más frecuentes de detección de fugas en las infraestructuras gasistas. En efecto, estos métodos están diseñados para encontrar grandes fugas de forma rápida, lo que genera reparaciones también más rápidas y mayor reducción de las emisiones.

Los programas alternativos pueden usar tecnologías alternativas para realizar una exploración más amplia,

por lo que se reduce la necesidad de inspecciones de fugas convencionales en todos los equipos. Ejemplos de programas alternativos son la "monitorización continua fence-line", o un programa en el que la detección escalonada de fugas utiliza inspecciones periódicas a través de tecnologías que cubren toda la instalación. Por ejemplo, se pueden realizar inspecciones aéreas o satelitales menos sensibles que se llevan a cabo con mayor frecuencia, con un seguimiento limitado al envío de equipos solo a sitios donde se detectan fugas.

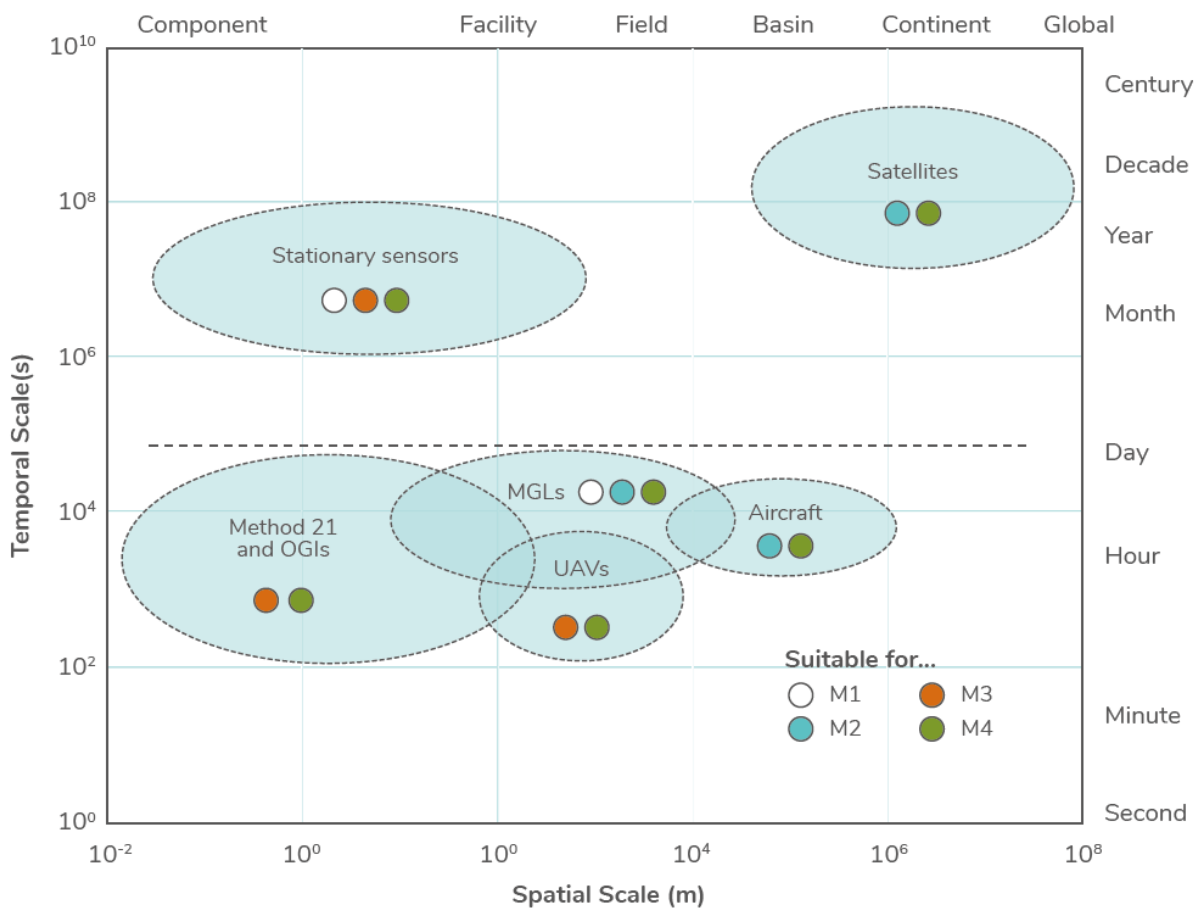
Estos programas aún se están desarrollando y se han discutido en documentos como Fox et al (2019)¹². Además, se están realizando investigaciones para comparar científicamente nuevas estrategias alternativas. Ejemplos de estas comparaciones son la Evaluación de Efectividad del Programa de Gestión de Emisiones Fugitivas de la Petroleum Technology Alliance Canada (PTAC), el programa "Pathway to Equivalency" de la Universidad de Calgary y la Universidad Estatal de Colorado, y el Environmental Defense Fund's Mobile Monitoring Challenge de la Universidad de Stanford¹⁶.

El continuo desarrollo e investigación tienen como objetivo encontrar y comparar los métodos disponibles para detectar fugas, de modo que se puedan adoptar también combinaciones de ellos que permitan obtener una mayor precisión y rentabilidad. Sin embargo, actualmente no hay información definitiva que pueda usarse para comparar la relación costo-efectividad de estos métodos. Eso puede cambiar en el futuro cercano, a medida que se desarrollen los programas descritos por Fox et al.

Continúan surgiendo nuevas tecnologías y métodos de detección. Algunos se han comercializado y otros todavía están en pruebas piloto. Hay informes recientes que han tratado de catalogar las diversas tecnologías de detección (ITRC, 2018)¹¹. Algunas aún se encuentran en etapas piloto, como algunas que surgieron de la Agencia de Proyectos de Investigación Avanzada del Departamento de Energía de EE. UU. - Energía (DOE ARPA-E), llamadas "Methane Observation Networks with Innovative Technology to Obtain Reductions" (MONITOR).

Muchas de las tecnologías de detección son para diferentes frecuencias y con diferentes umbrales de detección. Estudios recientes han comparado las diferentes escalas espaciales (el área mínima que se puede analizar) frente a la escala temporal (frecuencia de las observaciones). El siguiente diagrama de Fox et al, 2019¹², muestra parte de esta comparación.

Apéndice: Más detalles sobre Estrategias de Mitigación



Nota: estas técnicas también se clasifican por sus usos potenciales, que se muestran en los círculos de colores, y se centran principalmente en medir las emisiones del petróleo y el gas *upstream*:

M1 = Desarrollar y afinar los factores de emisión para mejorar los inventarios.

M2 = Estimación de emisiones top-down de una región con múltiples fuentes.

M3 = LDAR convencional de corto alcance utilizando instrumentos portátiles.

M4 = Detección rápida de emisiones anómalas

Los estudios recientes sobre diferentes técnicas señalan que las innovaciones en diferentes áreas pueden traer mejoras en la eficiencia, la velocidad de detección y la escala de las soluciones de monitorización de metano.

Dónde es apropiada esta estrategia

Cualquier instalación superficial con equipo presurizado podría reducir las emisiones fugitivas siguiendo un programa alternativo apropiado. Sin embargo, algunas tecnologías que evalúan las emisiones a nivel de la instalación en una medición instantánea se ven obstaculizadas por venteos que podrían estar ocurriendo en ese momento, como purgas de mantenimiento, descarga de líquidos de pozos de gas o incluso emisiones de gases inquemados en el motor del compresor.

Como estos programas aún están en proceso de desarrollo y prueba, un operador que los use para un programa voluntario debe mantenerse al día de las últimas investigaciones sobre la efectividad de los métodos.

Una empresa también puede querer enfocar un programa alternativo en equipos y componentes que producen las mayores emisiones. Por ejemplo, un productor podría priorizar los pozos que tienen una alta tasa de producción de hidrocarburos líquidos, en lugar de un campo de gas seco, ya que las plantas de producción de líquidos generan la mayor cantidad de gas flash en los tanques atmosféricos.

Conclusión

Como no existe información definitiva para comparar la relación coste-efectividad de estos métodos, un operador necesitaría recopilar la información adecuada. Eso puede ser una barrera para la adopción de estos programas alternativos hasta que se haya proporcionado más información de las pruebas piloto y la investigación en curso.

La evaluación económica de cualquier medida de reducción de fugas depende de la cantidad de emisiones reducidas o eliminadas. Para una instalación específica, esto generalmente requiere una medición o estimación de todas las fugas identificadas, en comparación con el coste del programa de detección y reparación. En algunos casos, un operador podría probar definitivamente la efectividad de un programa alternativo a través de sus mediciones.

Estrategia de mitigación 5: Reemplazar los componentes que tienen fugas persistentes

Desde una perspectiva global, se entiende que las fugas contribuyen significativamente a las emisiones totales de metano. En todos los casos, una pequeña proporción del número total de componentes tiene fugas. En algunos casos, la tasa de fuga puede ser en mayor parte debida a fugas en componentes particulares. Si esas fuentes continúan con problemas recurrentes después de haber sido reparados, el operador puede optar por cambiar el tipo de componente, o incluso eliminarlo si tanto la eliminación como la operación continua después de la eliminación/reemplazo son seguros.

Los componentes que tienden a tener fugas se pueden eliminar en la etapa de diseño (consultar la guía sobre el Diseño) o cuando se modifican o adaptan los equipos existentes. Esta guía aborda solo las adaptaciones del equipo existente.

La decisión de eliminar o reemplazar ciertos equipos o componentes generalmente se toma porque las inspecciones de detección y reparación han demostrado que el componente o equipo tiene fugas persistentes y contribuye de manera significativa a las emisiones.

Dónde es apropiada esta estrategia

Se esperaría que cualquier instalación en la superficie con equipos presurizados tenga fugas durante su vida útil. Sin embargo, se esperaría que solo unas pocas instalaciones tengan "componentes problemáticos" que continúen emitiendo fugas de nuevo después de ser reparados. Un operador necesita rastrear las fugas y mantener suficiente información para conocer el tipo y la ubicación de la fuga para poder encontrar fugas que se repitan.

Apéndice: Más detalles sobre Estrategias de Mitigación

Una vez que se identifica un componente problemático, se puede realizar un análisis para ver si puede reemplazarse por otro componente o eliminarse por completo. Algunos ejemplos son los siguientes;

Fuente de emisión	Posible reemplazo o cambio	Posible eliminación
Conector	Reemplazar el conector por una nueva unión.	Tubo soldado sin conector.
Válvula	Cambiar a un tipo diferente de válvula, o a un tipo de empaquetadura diferente en la misma válvula.	Eliminar la válvula.
Líneas de terminación abierta (OEL)	Incorporar una válvula de bloqueo adicional para que haya una "válvula de doble bloqueo" en la línea a la atmósfera. Añadir un tapón roscado o una tapa atornillada al extremo del OEL.	Guiar a un dispositivo de control o a una antorcha, o eliminar el OEL si no es necesario para la operación.
Válvulas de alivio de presión (PRV)	Cambiar el tipo de PRV o incorporar una placa de ruptura.	Reemplazar el PRV por un dispositivo de alivio alternativo (como una placa de ruptura) o, si es posible, dirigir el PRV a un sistema de control en lugar de a la atmósfera.
Escotillas de tanques	Reemplazar con un tipo diferente de escotilla para la medición	Cambiar a tanques presurizados o a un diseño sin tanque en "well pads".
Sellos del compresor	Reemplazar los sellos con un tipo diferente o agregar controles de gas de sello.	Eliminar el compresor.

Es muy importante tener en cuenta que la eliminación de componentes como una adaptación del equipo existente probablemente requiera una revisión de la Gestión del Cambio para asegurar que el componente no se necesitaba en las operaciones, y que su eliminación no afectará negativamente a la seguridad con respecto al equipo u operaciones. En la mayoría de los casos, esto evitará la simple extracción de un componente, ya que generalmente se espera que tengan un propósito importante en la instalación original.

Referencias

- 1 United States Environmental Protection Agency (US EPA) 2017 Greenhouse Gas Reporting Program Industrial Profile: Petroleum and Natural Gas Systems, octubre de 2018
- 2 United States Environmental Protection Agency 'Inventory of Greenhouse Gas Emission and Sinks, 1990-2017', abril de 2019
- 3 Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) 'Update of Fugitive Equipment Leak Emission Factors', Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), Clearstone Engineering Ltdm, febrero de 2014, www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/238773
- 4 Gas Research Institute, U.S. Environmental Protection Agency, 'Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 8: Equipment Leaks, junio 1996
- 5 United States Environmental Protection Agency 'Leak detection and Repair A Best Practices Guide', octubre de 1999
- 6 British Standards Institution 'Fugitive and Diffuse Emissions of Common Concern to Industry Sectors. Measurement of Fugitive Emission of Vapours Generating from Equipment and Piping Leaks (British Standard)' BS EN 15446 the British (and European) standard for leak detection
- 7 Climate and Clean Air Coalition's (CCAC) Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) 'Technical Guidance Document Number 2: Fugitive Component and Equipment Leaks', modificada en marzo de 2017
- 8 United States Environmental Protection Agency Natural Gas Star Program's 'Recommended Technologies to Reduce Methane Emissions' www.epa.gov/natural-gas-star-program/
- 9 United Nations Economic Commission for Europe (UNECE) 'Best Practice Guidance for Methane Management in the Oil and Gas Sector', Draft, marzo de 2019
- 10 1Fox et al, A review of close-range and screening technologies for mitigating Fugitive methane emissions in upstream oil and gas, Environmental research letters, julio de 2019
- 11 The Interstate Technology Regulatory Council 'Evaluation of Innovative Methane Detection Technologies', septiembre de 2018
- 12 Fox et al, A methane emissions reduction equivalence framework for alternative leak detection and repair programs, Elementa, 2019, www.doi.org/10.1525/elementa.369
- 13 Lamb et al, Direct Measurements Show Decreasing Methane Emissions from Natural Gas Local Distribution Systems in the United States, Environ Sci Technol 49(8): 5161–5169 doi: 10.1021/es505116p, 2015
- 14 Zimmerle et al, 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
- 15 AR Brandt, GA Heath, D Cooley, 'Methane leaks from natural gas systems follow extreme distributions' Environ Sci Technol, in press doi: 10.1021/acs.est.6b04303 , octubre de 2016
- 16 Arvind Ravikumar, et al., Single-blind inter-comparison of methane detection technologies – results from the Stanford/EDF Mobile Monitoring Challenge, Elementa, 2019



METHANE
GUIDING
PRINCIPLES