

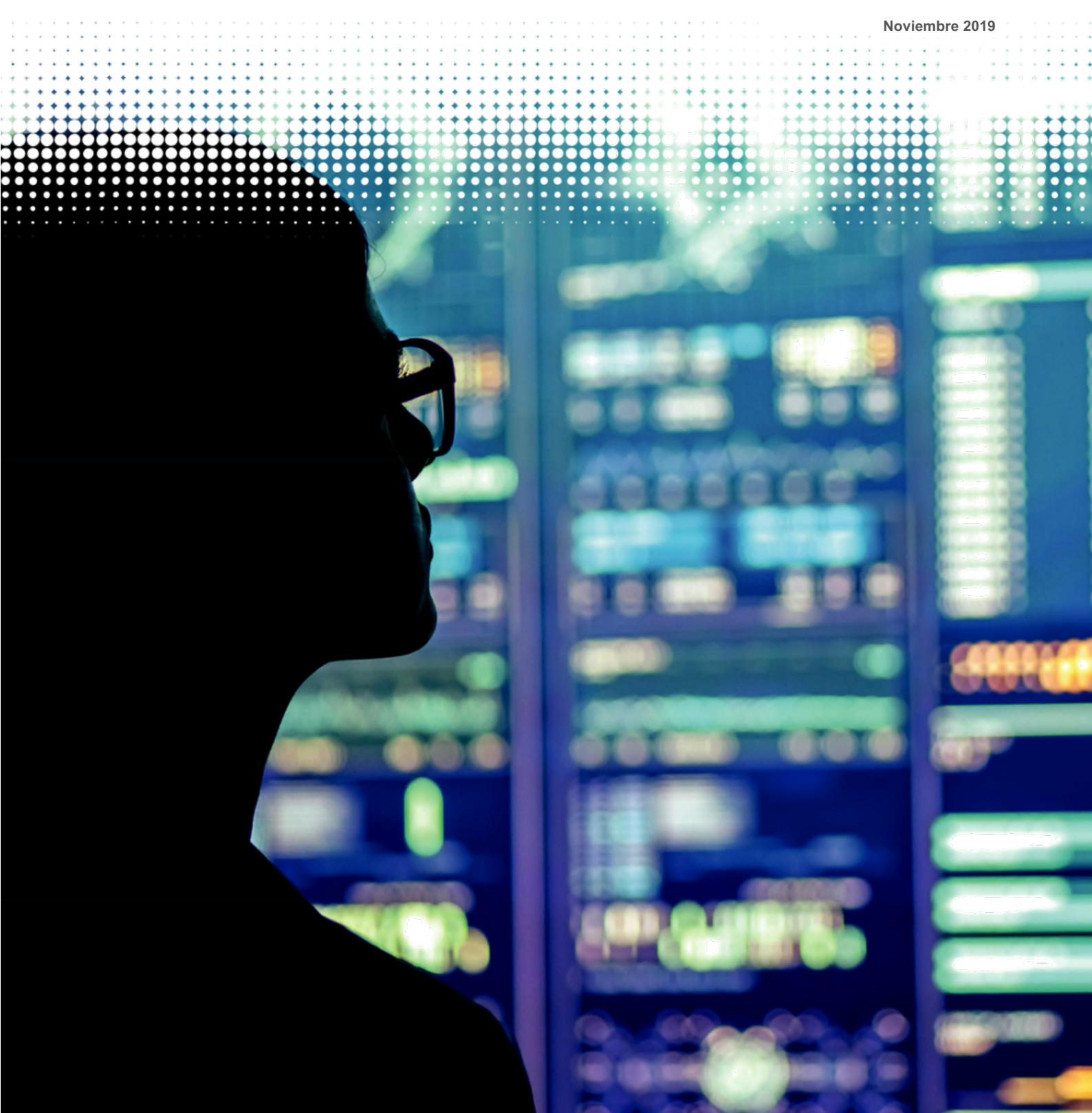


METHANE
GUIDING
PRINCIPLES

Reducción de las Emisiones de Metano: Guía de mejores prácticas

Antorchas

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.....	4
Introducción.....	5
Cuantificación de emisiones	6
Estrategias de mitigación	7
Lista de Verificación	16
Apéndice	17
Referencias	18

Resumen



Las antorchas son dispositivos de control de emisiones que se usan para quemar gases inflamables que de otro modo se liberarían a la atmósfera. En las cadenas de suministro de petróleo y gas natural en todo el mundo, se estima que se queman en antorchas aproximadamente 145 mil millones de metros cúbicos de gas por año. Las emisiones de metano derivadas de esta quema se estiman en aproximadamente 2 millones de toneladas, o el 2% de las emisiones de metano estimadas de la producción mundial de petróleo y gas.¹

Existen múltiples formas de reducir las emisiones por quema en antorcha. Idealmente, evitando la producción de gas residual. Si esto no es factible, la recuperación de gas residual para venta puede generar beneficios. De lo contrario, se podría considerar el almacenamiento (reinyección) de gases en el reservorio. Si el gas residual no puede recuperarse para venta como gas natural o como líquidos de gas natural y no puede almacenarse, se puede utilizar para generar electricidad. Si no se puede evitar la quema, la mejora de la eficiencia de las antorchas puede reducir las emisiones de metano.

Mejores prácticas para reducir las emisiones de metano por combustión en antorcha:

- ✓ Mantener un inventario preciso de las actividades de envío de gas a antorcha
- ✓ Prevenir la combustión en antorchas diseñando sistemas que no venteen gases.
- ✓ Recuperar los gases que se están enviando a antorcha actualmente, para que puedan venderse como gas natural o como líquidos de gas natural.
- ✓ Almacenamiento de los gases (mediante reinyección en el reservorio) que no puedan recuperarse o venderse.
- ✓ Para gases que no pueden venderse como gas natural o líquidos de gas natural, buscar usos alternativos como la generación de electricidad.
- ✓ Para gases que necesitan quemarse, asegurarse de que la combustión de esos gases sea eficiente
- ✓ Hacer un seguimiento de las actividades de quema y venteo en un inventario anual

Introducción

La combustión en antorcha se pueden producir por razones de seguridad, porque se produce más gas del que se puede utilizar, o como control rutinario de emisiones.

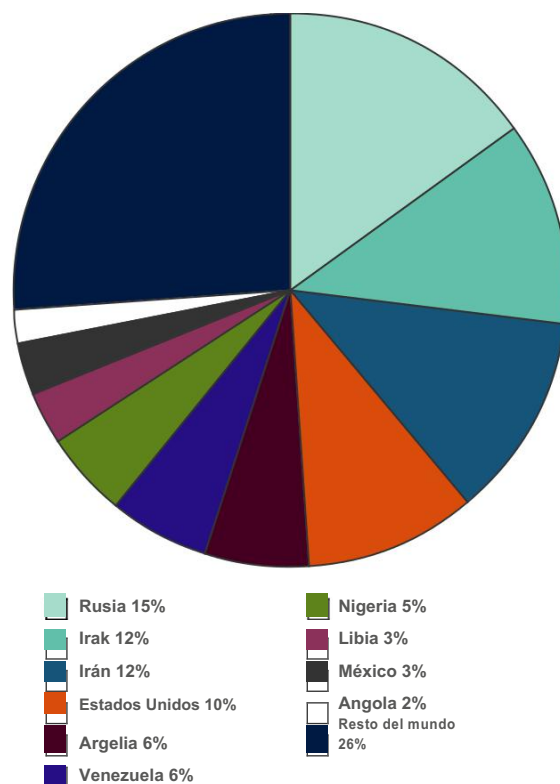
- **La quema en antorcha puede ser necesaria por razones de seguridad** en pozos y plantas de procesamiento de gas durante algunas actividades tales como la finalización de pozos (preparación de un pozo para la producción), mantenimiento rutinario y no rutinario, y paradas de emergencia.
- **La combustión en antorcha puede ser necesaria porque se produce más gas del que se puede utilizar.** Esto puede deberse a una serie de razones, incluida la falta de infraestructura para la recolección de gases, si se produce un exceso de suministro o desequilibrios de presión, la parada temporal de equipos o si se produce acumulación de líquidos en una tubería. Si el pozo empieza a producir gas antes de que estén disponibles los sistemas de recolección de gas, se puede utilizar la combustión en antorcha. Incluso si hay infraestructura para la recolección, la producción inicial, de alta presión y alto caudal de nuevos pozos puede saturar los sistemas de recolección y el exceso de gas se puede enviar a antorcha. La formación de condensados en las líneas de recolección también puede provocar envíos a antorcha.
- **La combustión en antorcha se puede usar como un control rutinario de emisiones,** para controlar algunos tipos de emisiones que de otra manera serían venteadas y liberadas a la atmósfera.

Las emisiones de antorcha se cuantifican habitualmente utilizando medidas satelitales de la intensidad de la luz. Estas detecciones no son capaces de distinguir si las antorchas están muy próximas, sin embargo, dan una indicación de la magnitud y distribución de la quema en cualquier momento.

En 2018, la asociación Global Gas Flaring Reduction del Banco Mundial (World Bank, 2019) informó que se quema en antorchas aproximadamente 145 mil millones de metros cúbicos (bcm) de gas por año.¹ Esto fue casi el 4% de los 3.870 bcm de gas natural producidos en todo el mundo en 2018. La distribución por países de esta quema se muestra en la figura 1 a continuación. Si se hubieran vendido los 145 bcm de gas quemado, se recuperarían entre

US \$ 15 mil millones y US \$ 20 mil millones por año (suponiendo que el valor del gas varía de US \$ 3 a US \$ 4 cada mil pies cúbicos estándar (US \$ 0,11 a US \$ 0,14 por metro cúbico estándar).

Figura 1: Volúmenes de gas quemado por país (los 10 principales países y el resto del mundo), en base cuantitativa



Fuente: Referencia 1

Cuantificación de emisiones

La combustión de gas en antorcha produce importantes emisiones de metano.

En general, se supone que las antorchas funcionan con una eficiencia del 98%, lo que

significa que el 2% del gas residual no se quema, y aproximadamente 2 millones de toneladas métricas por año de metano se liberan a la atmósfera como gas inquemado.

En la mayoría de los países con actividad de quema a gran escala (por ejemplo, Rusia, Iraq, Irán), la quema está asociada con la producción convencional de petróleo y gas. Sin embargo, en los Estados Unidos, la quema se asocia principalmente con la producción no convencional de petróleo y gas.²

El caudal de gas quemado puede variar ampliamente entre las distintas instalaciones. El análisis de la información de Estados Unidos y Canadá indica que una pequeña fracción de las instalaciones tiende a suponer la mayoría del gas quemado.^{3,4} En Alberta, aproximadamente el 10% de las instalaciones representaron la mitad del gas quemado,³ mientras que en Estados Unidos, menos del 5% de 20,000 antorchas representaron la mitad del volumen total de gas quemado.⁴

Esto significa que las estrategias de mitigación solo serán económicas para un pequeño número de instalaciones donde las antorchas operan a altos caudales y que representan una gran fracción de gas quemado.

Los caudales de gas quemado también pueden variar con el tiempo, particularmente en la producción de petróleo no convencional (donde la producción disminuye rápidamente) o en regiones donde se está construyendo la infraestructura para usar el gas. La duración de la quema también puede influir en la viabilidad económica de ciertas estrategias de mitigación.



Estrategias de mitigación

Las mejores prácticas para reducir la combustión en antorcha incluyen la prevención de la generación de gas residual, la recuperación de gas residual para venderlo y la reinyección de gas residual en el reservorio.

Si el gas residual no se puede recuperar para venta o reinyección en el reservorio, puede utilizarse para generar electricidad. Como opción final, cuando no se puede evitar el envío a antorcha, la mejora de la eficiencia de la combustión puede reducir las emisiones de metano.

Las estrategias de mitigación de la combustión en antorcha se resumen en la tabla 1. Otras estrategias de mitigación que evitan el venteo de gases (por ejemplo, evitando que los líquidos de condensación del gas natural se acumulen en las líneas de proceso) también pueden reducir la combustión en antorcha. Otras medidas de mitigación se describen en otras guías de mejores prácticas.

El resto de este documento describe las estrategias de mitigación enumeradas en la tabla 1. Se proporcionan enlaces para más información en el Apéndice.

Tabla 1: Métodos para reducir la combustión en antorcha

Estrategia de mitigación	Descripción
1. Prevenir la necesidad del envío a antorcha	Agregar un segundo separador en el diseño de pozos
2. Recuperar los gases que se envían a antorcha para su venta como gas natural o líquidos de gas natural.	2a Agregar unidades de recuperación de vapores en los tanques
	2b Reducir el envío a antorcha durante las pruebas de pozo y la terminación de pozos
	2c Comprimir el gas natural y transportarlo por carretera
	2d Recuperar los líquidos de gas natural
3. Almacenamiento de los gases que de otra forma se quemarían	Almacenamiento de los gases reinyectándolos en el reservorio
4. Buscar usos alternativos para los gases enviados a antorcha	Utilizar los gases residuales para generar electricidad
5. Mejorar la eficiencia de la combustión	5a Mejorar la combustión en antorchas con control de vapor o aire
	5b Mejorar la combustión en pequeñas antorchas sin posibilidad de control con vapor o aire

Estrategia de mitigación 1: Agregar un segundo separador en el diseño de pozos⁵

En las instalaciones de Upstream de petróleo y gas se envía líquido de hidrocarburos desde un separador presurizado a un tanque de condensados no presurizado. El metano “flashea” del líquido en el tanque y se envía a antorcha. El envío a antorcha de este 'gas flash' se puede reducir significativamente instalando un segundo separador.

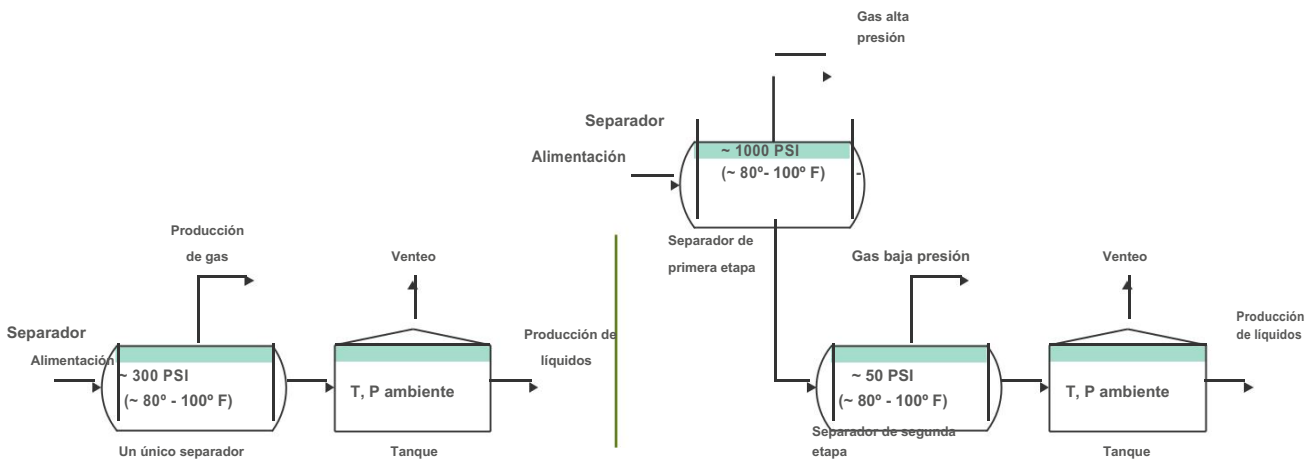
El petróleo, el agua y el gas se separan enviando los fluidos a un separador, que opera a una presión intermedia entre la presión en la boca del pozo y la presión atmosférica en el tanque de condensados. Si la separación se produce en dos etapas, como se muestra en la figura 2 a continuación, aumentaría la producción de líquidos de hidrocarburos y reduciría el envío a antorcha.

Esta separación en dos etapas solo es posible si se dispone de un pozo de alta presión, y para el gas a baja presión producido por la segunda etapa de separación puede ser necesario un compresor. La presión de vapor Reid (RVP) del condensado o crudo producido aumentará si se realiza la separación en dos etapas en comparación con la separación en una sola etapa, pero aún puede estar por debajo de los valores establecidos en muchas regulaciones.

Reducción de emisiones y recuperación de coste.

Se ha evaluado la separación en dos etapas en la región de producción de Eagle Ford en el centro sur de Texas. Con un segundo separador, la producción general de gas de hidrocarburos aumentó entre un 15 y un 20% aproximadamente, la producción de líquidos aumentó entre un 1 y un 4% aproximadamente, y los gases de venteo disminuyeron en aproximadamente 65 a 75%. El coste estimado para instalar la separación de dos etapas fue aproximadamente tres veces

Figura 2: Agregar una segunda etapa de separación aumenta la producción de líquido y gas de hidrocarburos al mismo tiempo que reduce la cantidad de gas que se enviaría a antorcha



en comparación con la separación de una sola etapa. Si bien no se conocen los tiempos específicos de recuperación (cuánto tiempo lleva recuperar los costes adicionales), el aumento de producción asociado con la instalación de un segundo separador sugiere un tiempo de recuperación de varios meses.⁵

Estrategia de mitigación 2a: Agregar unidades de recuperación de vapores en los tanques⁶

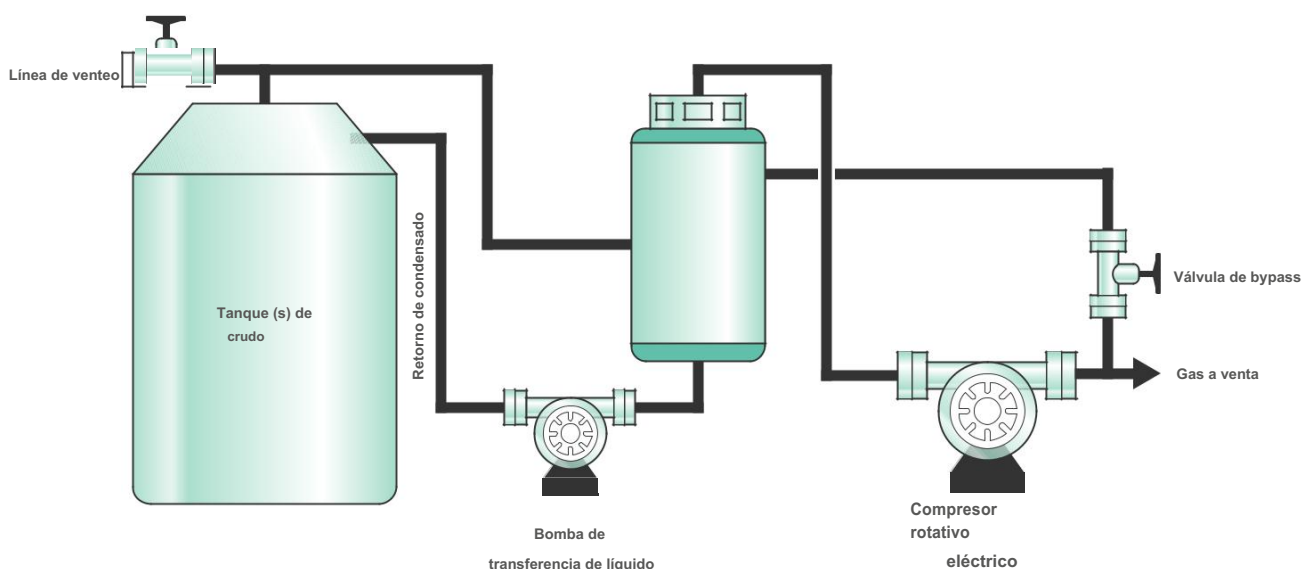
Las instalaciones de producción de Upstream que producen condensado o petróleo crudo envían líquido de hidrocarburos desde un separador presurizado a un tanque de condensado no presurizado. El metano "flashear" y puede ser venteadado o quemado en una antorcha. Este "flash" de metano también se puede producir en tanques que tengan agua (aunque en un grado mucho menor porque el metano es altamente soluble en hidrocarburos líquidos pero no muy soluble en agua).

Los sistemas de recuperación de vapores pueden capturar el gas flash, comprimirlo y transportarlo a través de una línea de gas para su venta, en lugar de que se ventee a la atmósfera o se envíe a antorcha. Un sistema de recuperación de vapores podría ser tan simple como un pequeño compresor específicamente diseñado para funcionar cuando la presión en el tanque alcanza un cierto nivel, o podría ser una torre de recuperación de vapores (VRT) situada aguas arriba del compresor que actúa como un separador para el gas flash y permite que el compresor de la unidad de recuperación trabaje en modos de operación más estables.

Un sistema de recuperación de vapores también puede incluir una antorcha si no está diseñado para recuperar el máximo potencial caudal de gas de la instalación. La antorcha entonces actúa cuando hay exceso de gas que proviene de los tanques, y así evita el venteo.

Cualquier instalación de producción que produzca gas flash puede reducir las emisiones al agregar un sistema de recuperación de vapores. Algunos países (como en Canadá y EE. UU.) establecen en la regulación la obligación

Figura 3: Las unidades de recuperación de vapores pueden enviar los gases para que puedan venderse directamente



Estrategias de mitigación

de instalarlos para tanques que liberan más de un volumen establecido de gas. En otros lugares, se pueden instalar sistemas de recuperación de vapor por beneficio económico, si el gas recuperado vale más que la inversión de agregar recuperación de vapor, o debido a una política corporativa voluntaria.

Reducción de emisiones y recuperación de coste.

Los sistemas de recuperación de vapor pueden diseñarse para recuperar más del 90% del gas que de otra manera podría ser venteado o quemado.⁶ Sin embargo, dado que la recuperación de vapor casi siempre requiere compresión y otros equipos, el valor del gas recuperado que luego puede venderse debe compararse con el coste inicial y costes operativos de todos los equipos de un sistema de recuperación de vapores.

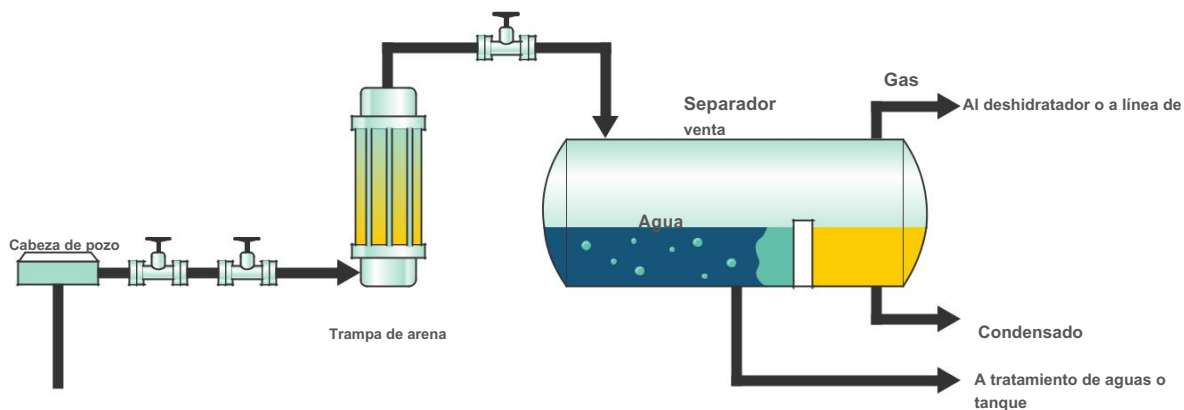
Estrategia de mitigación 2b: Reducir el envío a antorcha durante las pruebas de pozo y la terminación de pozos⁷

Después de perforar nuevos pozos, el pozo se pone en producción mediante un proceso llamado finalización. Durante la finalización, cuttings de perforación, arena y

el fluido de perforación (fluidos del fracking) se recuperan antes de que el pozo se conecte a las líneas de gas. Este proceso puede provocar el venteo o la quema en antorcha del gas de "flowback" durante la finalización. Reducir el volumen de gas de retorno puede reducir la cantidad quemada o venteadada. Muchas jurisdicciones como los EE. UU. y Canadá requieren en la actualidad una 'terminación verde' o 'terminación de emisiones reducidas' donde los separadores se usan durante la finalización para capturar el gas que de otra manera se ventearía. Si se vende el gas capturado del separador, se reducen las emisiones y la quema. Si el gas capturado se quema, las emisiones aún se reducen en comparación con el venteo (consulte la guía sobre cómo reducir las emisiones de venteo para obtener más detalles).

Durante la prueba de pozos, se libera gas para probar los caudales, lo que puede provocar venteo o quema en antorcha. Se utilizan equipos temporales para capturar el gas liberado. Muy a menudo, un separador de gas de la prueba del pozo es mucho más grande que el separador permanente del pozo, por lo que puede llevarse a alguna localización solo durante el período de prueba del pozo.

Figura 4: Las terminaciones de emisiones reducidas pueden reducir el venteo de gas y, si los gases capturados pueden venderse, también pueden reducir la quema en antorcha



Fuente: Referencia 7

Reducción de emisiones y recuperación de coste.

Los beneficios económicos de la reducción de las emisiones en la finalización incluyen la reducción del venteo de metano a la atmósfera. La guía EPA Gas Star sobre este tema ⁷ muestra un gran rendimiento económico para estas prácticas si se vende el gas recuperado. Si el gas se quema en lugar de recuperarse, las emisiones de metano siguen siendo reducidas.

Estrategia de mitigación 2c: Comprimir el gas natural y transportarlo por carretera ⁸

El gas que de otro modo podría ser enviado a antorcha puede tratarse para eliminar el agua, el azufre y el dióxido de carbono, luego comprimirse en la propia instalación para producir gas natural comprimido (GNC). El GNC generalmente debe tratarse más para que tenga una calidad adecuada para las tuberías, de modo que pueda transportarse por carretera a una instalación de procesamiento de gas.

El transporte de GNC a una instalación de procesamiento de gas generalmente es económicamente viable para instalaciones onshore de un único pozo o "single well" que se encuentran a distancias entre 30 y 40 km de la instalación. El transporte de GNC por carretera a distancias más largas también puede ser rentable para instalaciones con varios pozos o "multi-well".

Reducción de emisiones y recuperación de coste.

Varios análisis ⁸ han sugerido que los volúmenes óptimos de gas para esta estrategia son aproximadamente 200.000 pies cúbicos estándar por día (5.700 metros cúbicos estándar por día) para "single well" y de 600.000 a 700.000 pies cúbicos estándar por día (17.000 a 20.000 metros cúbicos estándar por día) para "multi-well". Las soluciones más rentables pueden lograr una reducción del envío a antorcha del 90%, considerando unas tasas de declino típicas.

Se pueden lograr porcentajes más altos de reducción de quema en antorcha mediante el sacrificio de cierta rentabilidad.

Estrategia de mitigación 2d: Recuperar los líquidos de gas natural ⁸

La recuperación de gas natural con especificación de venta a partir de gas residual que de otro modo se quemaría en antorcha generalmente también implicará la recuperación de líquidos de gas natural (LGN). Los sistemas de recuperación de LGN van desde simples sistemas de válvulas de expansión que solo condensan los LNG más pesados (pentano y más pesados), hasta tecnología criogénica compleja que trabaja a temperaturas bajo cero. La elección del sistema depende del contenido de LGN del gas y los usos finales de estos.

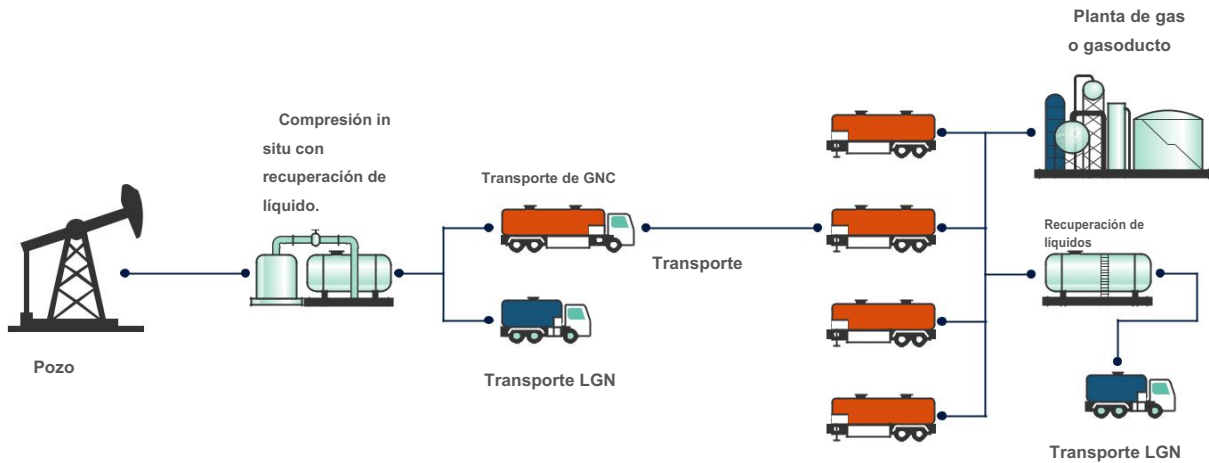
El pentano y los LGN más pesados se pueden separar del gas residual utilizando sistemas de membrana a presión y sistemas de adsorción / absorción. Estos sistemas generalmente son adecuados a gran escala. La separación por refrigeración y expansión por válvula generalmente son adecuados para operaciones a pequeña escala y son bastante económicos. Para la recuperación de LGN más ligeros como el propano, el intercambio de calor y la refrigeración mecánica son propuestas generalmente económicas. Para sistemas de alta presión, se pueden usar unidades 'Joule-Thompson', aunque generalmente tienen un coste de inversión más alto que la refrigeración mecánica. La recuperación 'turboexpansión criogénica' es la opción más cara pero la que puede recuperar más gases. ⁸

Reducción de emisiones y recuperación de coste.

El coste pueden ser inferior a US \$ 0,07 por metro cúbico estándar (US \$ 2,00 por mil pies cúbicos estándar), considerando caudales de gas de 10.000 metros cúbicos estándar por día y ubicaciones onshore en un radio de 80 km de la instalación de procesamiento de gas. ⁸

Estrategias de mitigación

Figura 5: Transporte de GNC y LGN a una instalación de procesamiento de gas por carretera



Fuente: Referencia 7

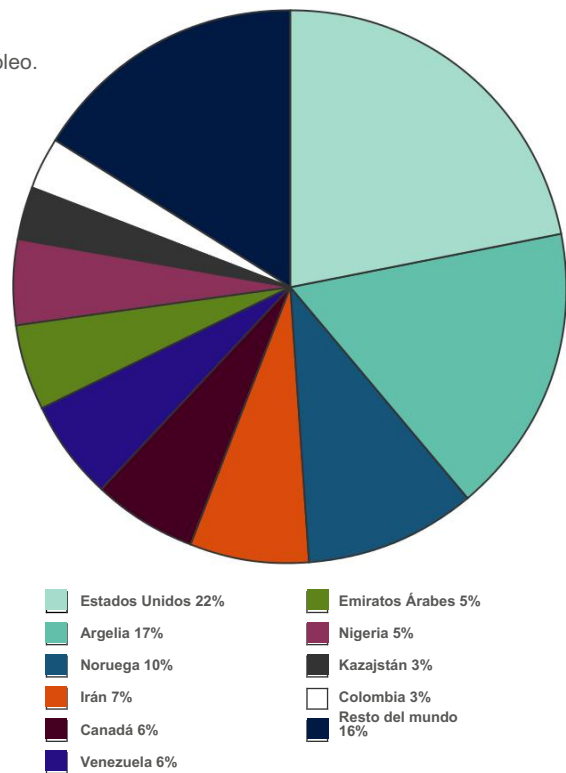
Estrategia de mitigación 3: Almacenamiento de los gases reinyectándolos en el reservorio^{9,10}

El gas residual puede inyectarse nuevamente en los reservorios de los que se produjo o en otros reservorios, para aumentar la producción de petróleo.

En 2015, se reinyectaron 17,5 billones de pies cúbicos de gas residual en todo el mundo, ⁹ mucho más que el volumen total de gas quemado a nivel mundial (5 billones de pies cúbicos o 145 mil millones de metros cúbicos). Las operaciones de reinyección de gas están distribuidas de manera desigual (véase la figura 6 a continuación), y la mayoría de las reinyecciones tienen lugar en Argelia, Canadá, Irán, Kazajistán, Noruega, Estados Unidos, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela. ⁹

La efectividad de la reinyección de gas depende del reservorio particular.

Figura 6: Distribución global de gas natural reinyectado



Fuente: Referencia 9



Reducción de emisiones y recuperación de coste.

Basados en la efectividad de la reinyección de gas en las regiones de producción de Bakken y Eagle Ford en Estados Unidos, la reinyección de gas puede generar retornos positivos derivados de un aumento de la producción de petróleo.¹⁰

Estrategia de mitigación 4: Utilizar los gases residuales para generar electricidad⁸

Las turbinas de gas y los 'motores alternativos' pueden convertir gases en electricidad. Los tamaños típicos de las operaciones varían de 0,2 a 10 MW, aunque hay microturbinas de 30 a 250 kW. La electricidad se puede usar en la propia instalación para alimentar otros equipos (incluidos controladores, bombas y compresores de aire) o se puede vender a la red.

Las turbinas generalmente requieren una calidad específica del gas, con un bajo contenido o ninguno de hidrocarburos líquidos y bajos niveles de azufre. Para poder utilizar otros gases, las turbinas pueden necesitar combinarse con la recuperación de LGN (ver estrategia de mitigación 2d). Mezclar gas sin tratar con combustible diésel para usar en motores alternativos elimina la necesidad de recuperación de LGN. Elegir el tipo y tamaño del equipo a utilizar es complejo. Durante la perforación y la finalización, la cantidad de energía necesaria puede variar de 0,5 MW a más de 15 MW. Durante la producción rutinaria, la cantidad de energía que normalmente se necesita está en el rango de 0,1 a 0,15 MW (para "single well") y de 0,25 a 0,4 MW (para "multi-well"). Debido a que el suministro de energía debe ser estable durante la producción, y el caudal de gas residual es a menudo variable, generalmente se necesita alguna forma de energía adicional.

Elegir el equipo necesario es complejo, no solo por las variaciones del caudal de gas, sino también por la disminución a largo plazo de la producción, que puede mejorar un diseño al principio de la vida de un pozo y un diseño diferente mejor en etapas posteriores.

Para los pozos conectados a la red, generalmente la mejor opción es vender la electricidad generada a la red.

Reducción de emisiones y recuperación de coste.

Quemar gas residual en una turbina, en lugar de quemarlo en una antorcha, puede no reducir las emisiones. Sin embargo, la electricidad que se genera puede reducir la necesidad de otras actividades que causan emisiones, en la propia instalación o fuera de ella. Los costes de inversión de esta opción han sido reportados⁸ en el rango de US \$ 600.000 para una unidad de 0,5 MW y US \$ 1,2 millones para una unidad de 2 MW. Una unidad de 2MW que funciona a plena capacidad genera electricidad por un valor de US \$ 350.000 a US \$ 1 millón (con un precio de electricidad de US \$ 0,02 por 0,06 kWh), por lo que los tiempos de recuperación son típicamente superiores a un año, y las unidades más grandes generalmente tienen tiempos de recuperación más cortos. Los tiempos de recuperación por usar gas quemado para reemplazar el diésel en los motores pueden ser más favorables, pero esto depende del tipo de motor.⁸

Estrategia de mitigación 5a: Mejorar de la combustión en antorchas con control de vapor o aire¹¹⁻¹⁴

Si no se puede evitar la quema en antorcha, las emisiones de metano se pueden minimizar si la combustión es lo más eficiente posible. El diseño de la antorcha depende principalmente del volumen y las variaciones en el flujo de gas. Las antorchas que queman grandes cantidades de gas a menudo se diseñan con dispositivos de asistencia de aire o vapor que proporcionan oxígeno adicional en la zona de combustión (consulte la figura 7 a continuación). Aumentar el flujo de aire o vapor en la zona de combustión de la antorcha puede reducir la cantidad de humo que se forma, pero si se agrega demasiado aire o vapor, la eficiencia de la antorcha puede disminuir. Estudios recientes^{11,12} de grandes antorchas, diseñadas para grandes volúmenes de gas, mostraron que durante la operación de la antorcha se logró una combustión casi completa (> 98%), al tiempo que minimizaba la formación de humo, requería un control muy cuidadoso de estos caudales.

Estrategias de mitigación

Figura 7a: Antorchas asistidas con vapor (en la parte delantera, con llama humeante) y antorchas asistidas por aire (en el fondo) que queman gases residuales a altos caudales

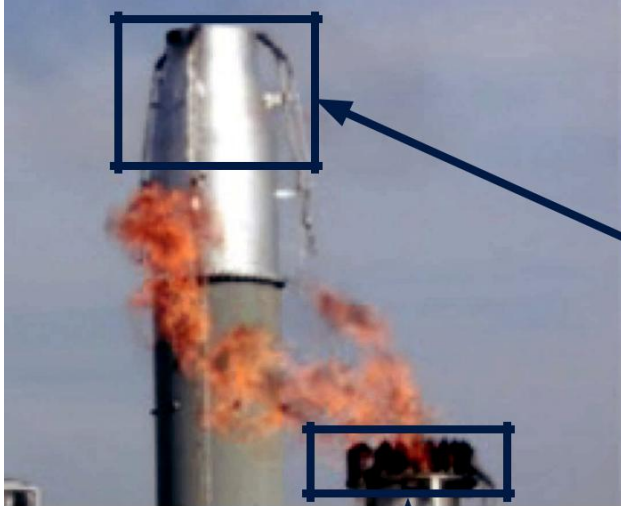


Figura 7c: Anillo de boquillas de inyección de vapor de la antorcha asistida por vapor



Fuente: Universidad de Texas

Figura 7b: Una antorcha asistida con aire con múltiples secciones de flujo en forma de cuña, que alterna entre flujo de aire y flujo de gas



Estudios recientes ^{11,12} descubrieron que es difícil minimizar el humo y mantener la eficiencia de la combustión, especialmente si el gas residual tiene un poder calorífico relativamente bajo y si la antorcha funciona a muy baja capacidad. Mantener caudales auxiliares que minimicen el humo y maximicen la combustión a menudo se puede lograr a través de una operación especializada. Aunque hay disponible información para entrenar la operación de antorcha, ¹³ lograr las condiciones de combustión de la antorcha deseadas puede ser difícil para las antorchas con caudales de asistencia fija, como cuando se utilizan soplantes de aire sin variador de velocidad en las antorchas asistidas por aire. ¹⁴

Reducción de emisiones y recuperación de coste.

La operación experta puede ser efectiva para mejorar la eficiencia de la combustión. ¹³ Sin embargo, algunas mejoras en la eficiencia pueden requerir que se modifiquen las antorchas.

Estrategia de mitigación 5b: Mejorar la combustión en pequeñas antorchas sin posibilidad de control

La mayoría de las antorchas pequeñas se encuentran en instalaciones de Upstream sin posibilidad de control con vapor o aire.⁴ Estas antorchas están diseñadas para manejar pequeños flujos de gas residual, operaciones anormales, como períodos en los que la unidad de recuperación de vapores (VRU) está sobrepresionada o fuera de servicio, o durante la terminación de un pozo. Si alguna antorcha se apaga (cuando la llama se apaga y no se produce la combustión), la antorcha actúa como un venteo y, por lo tanto, no es eficiente.

Muchas pequeñas antorchas evitan que se apague la llama al tener un piloto o una bujía con un detector de llama. Un piloto generalmente necesita una corriente de gas estable y dedicada con suministro por una línea de gas independiente. Una bujía necesita suministro eléctrico o batería.

Algunas jurisdicciones, como Canadá y EE. UU., ahora exigen un piloto o una bujía para determinadas instalaciones o áreas.

Reducción de emisiones y recuperación de coste.

Los pilotos o las bujías se pueden agregar a muchas antorchas existentes, o una antorcha puede tenerlas incorporadas.

La reducción de emisiones por mejora de la eficiencia de la antorcha se puede comparar con el coste de agregar estos dispositivos.



Lista de Verificación

La siguiente lista de verificación le permite evaluar su progreso en la reducción de emisiones desde y a través de un mejor uso de las antorchas.

Actividad	Marcar cuando haya terminado	Porcentaje de instalaciones incluidas en la actividad
 Mantener un inventario preciso de las fuentes de gas venteado		
 Mantener un inventario preciso de las fuentes de gases quemados, especificando los volúmenes de gas quemado y la duración de la quema.		
<p>Para cada estrategia de mitigación, evaluar si los volúmenes de gas quemado y la duración de la quema harán viable la estrategia de mitigación. Si la estrategia es viable, realizar un seguimiento de la estrategia de mitigación.</p>		
 Prevenir envíos a antorcha (a través de múltiples etapas de separación en pozos)		
 Recuperar los gases restantes para venderlos como gas natural o líquidos de gas natural		
a. Agregar unidades de recuperación de vapores en tanques		
b. Reducir la quema durante la prueba de pozos y la terminación		
c. Comprimir el gas natural y transportar por carretera.		
d. Recuperar los líquidos de gas natural.		
 Almacenamiento de los gases por reinyección en reservorios de gas o petróleo		
 Encontrar usos alternativos para gases que no pueden recuperarse		
 Mejorar la eficiencia de las antorchas (si es necesaria la quema en antorcha)		
e. Mejorar la eficiencia de las antorchas con posibilidad de control con aire o vapor		
F. Mejorar la eficiencia en pequeñas antorchas sin posibilidad de control		



Apéndice

Enlaces a más información sobre estrategias de mitigación

Estrategia de mitigación	Descripción	Enlace a más información
1. Prevenir la necesidad del envío a antorcha	Agregar un segundo separador en el diseño de pozos	(5)
2. Recuperar los gases que se envían a antorcha para su venta como gas natural o líquidos de gas natural.	2a Agregar unidades de recuperación de vapores en los tanques	(6)
	2b Reducir el envío a antorcha durante las pruebas de pozo y la terminación de pozos	(7)
	2c Comprimir el gas natural y transportar por carretera.	(8)
	2d Recuperar los líquidos de gas natural	(8)
3. Almacenamiento de los gases que de otra forma se quemarían	Almacenamiento de los gases reinyectándolos en el reservorio	(9,10)
4. Buscar usos alternativos para los gases enviados a antorcha	Utilizar los gases residuales para generar electricidad	(8)
5. Mejora la eficiencia de la combustión	5a Mejora de la combustión en antorchas con control de vapor o aire.	(11-14)
	5b Mejora la combustión en pequeñas antorchas sin posibilidad de control	(13)

Para más información, se puede consultar Global Gas Flaring Reduction Partnership del Banco Mundial¹, Johnson y Coderre,³ Allen et al.⁴; la Agencia de Protección Ambiental de EE. UU.,¹⁵ la Academia Nacional de Ciencias, Ingeniería y Medicina de EE. UU.¹⁶ y Porter et al.¹⁷

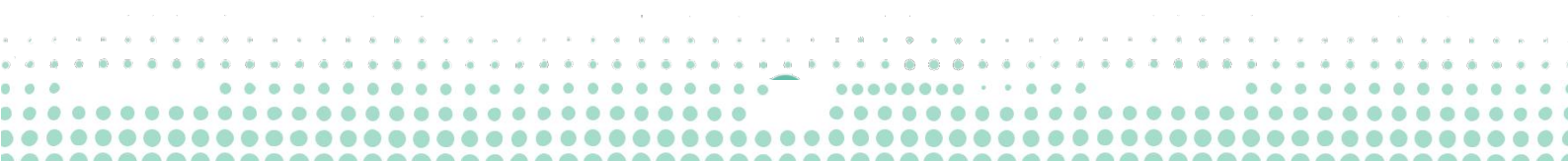


14 FM Al-Fadhli, VM Torres y DT Allen, 'Impacts of air assist flare blower configurations on flaring emissions' Investigación de química industrial e ingeniería, 51, 12606-12610, DOI:10.1021 / ie3012209 (2012)

15 US Environmental Protection Agency (US EPA), "Inventory of US Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990–2017", abril de 2019.

16 National Academies of Science, Engineering and Medicine (NASEM) 'Improving Characterization of Anthropogenic Methane Emissions in the United States' National Academy Press, Washington, DC (2018)

17 MD Porter, R Natili y A Strathman, 'Marcellus Shale Production Facility Emissions: Overcoming Challenges in the Liquids-Rich Area' Society of Petroleum Engineers, Eastern Regional Meeting (2016).





METHANE
GUIDING
PRINCIPLES