



METHANE
GUIDING
PRINCIPLES

**Reducción de las emisiones de metano:
Guía de mejores prácticas**

Diseño y construcción

Noviembre de 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.

Contenido

Resumen.....	2
Introducción.....	3
Ejemplos de estrategias de diseño y construcción.....	5
Lista de verificación.....	14
Apéndice 1: estrategias de mitigación que se pueden utilizar en la etapa de diseño	15
Referencias	18

Resumen



El diseño y la construcción pueden jugar un papel fundamental en la reducción de las emisiones de metano y son la primera línea de defensa. Además, suele ser considerablemente más barato reducir las emisiones durante la etapa de diseño que adaptar los sistemas más tarde o como parte del mantenimiento. En muchos casos, las emisiones de metano se pueden eliminar mediante el diseño.

Si esto no es posible, el venteo y las fugas pueden minimizarse mediante el diseño eficaz de sistemas. Esto puede incluir diseños que reduzcan la cantidad de metano filtrado o venteado, y el combustible utilizado, o incorporar un dispositivo de control para controlar el metano, como último recurso.

Los principios generales de diseño para reducir las emisiones de metano son los siguientes.

Prácticas recomendadas para reducir las emisiones de metano derivadas del uso de energía en las operaciones de petróleo y gas

- ✓ Utilizar equipos eléctricos, mecánicos y de aire comprimido siempre que sea posible
- ✓ Centralizar las instalaciones
- ✓ Utilizar tuberías para transportar petróleo y gas natural desde las instalaciones
- ✓ Recuperar el metano para un uso provechoso
- ✓ Utilizar equipos alternativos de bajas emisiones y bajo mantenimiento

Introducción

El diseño y la construcción de sistemas se pueden utilizar para reducir las emisiones de metano antes de que las nuevas instalaciones comiencen a operar o cuando se modifiquen las instalaciones existentes. La fase de diseño es la mejor oportunidad para identificar las reducciones de metano. También suele ser menos costoso aplicar estrategias de reducción en la fase de diseño que tener que modificar la instalación operativa. El ingeniero de sistemas debe tener en cuenta las siguientes estrategias para reducir las emisiones de metano. Las estrategias se enumeran en orden de prioridad.

1. Eliminar las fuentes de metano
2. Reducir la cantidad de metano emitido y la cantidad de combustible utilizado
3. Controlar las fuentes restantes de metano

La mayoría de las soluciones de diseño serán específicas para las operaciones e instalaciones de una empresa y evolucionarán a medida que lo hace la tecnología. Todos los diseños deben dar prioridad a los requisitos de integridad, seguridad, protección contra incendios y reglamentarios sobre la reducción de emisiones. A continuación se analizan en detalle las estrategias de diseño eficaces para reducir las emisiones de metano a lo largo de la cadena de suministro de gas natural.

1. Utilizar equipos eléctricos, mecánicos y de aire comprimido siempre que sea posible

Los dispositivos neumáticos de gas natural son una fuente importante de emisiones de metano en algunas operaciones del sector del petróleo y del gas. El uso de dispositivos eléctricos, mecánicos o de aire comprimido puede eliminar completamente las emisiones de los dispositivos neumáticos.

Si no hay conexión a la red eléctrica en una instalación remota, se puede usar un único generador de electricidad de gas o un compresor de aire en lugar de varios dispositivos neumáticos.

El empleo de bombas y compresores eléctricos en lugar de equipos a gas puede reducir la cantidad de gas natural que se usa como combustible y aumentar la cantidad que se puede vender. Los motores eléctricos también ofrecen más confianza que los motores de gas, pero puede ser necesario disponer de un generador de gas si el sitio no tiene conexión a

la red eléctrica.

recuperación de gas natural si es posible.

2. Centralizar las instalaciones

La centralización de las instalaciones puede eliminar las fuentes de emisiones de metano y permitir el uso de equipos y procesos más eficientes. Por ejemplo, en un centro operativo centralizado se puede utilizar un único calentador de aceite caliente para proporcionar calor a todos los equipos del centro operativo en lugar de un calentador independiente para cada equipo.

La centralización de las instalaciones también puede lograr que los equipos de reducción o recuperación de metano sean más viables económicamente. Por ejemplo, una estabilizadora o un sistema de separación de múltiples etapas puede hacerse con la producción de las instalaciones circundantes para reducir las emisiones del tanque de almacenamiento. Es posible que no haya sistemas similares disponibles en cada una de las instalaciones o que el sistema no sea económico a menor escala.

3. Utilizar tuberías para transportar petróleo y gas natural desde las instalaciones

El uso de tubería de gas natural garantiza que el metano se venda y reduce o elimina la quema antorcha o el venteo en las instalaciones de producción. El transporte de líquidos por tubería pueden eliminar las emisiones de metano de los tanques de almacenamiento y la carga de camiones. Estas tuberías también permiten la centralización de equipos.

4. Recuperar el metano para un uso provechoso

La recuperación de gas natural debe tener prioridad sobre la quema o el venteo. El gas natural se puede vender o utilizar como combustible in situ. Se pueden instalar unidades de recuperación de vapor para aumentar la presión del gas a baja presión para las ventas. El gas también puede dirigirse a un sistema de combustible de baja presión o una línea de recolección local. Algunos operadores lo usarán para generar electricidad que hará funcionar compresores de aire o para la posible venta de electricidad a la red local. También se puede volver a inyectar gas en el pozo para mejorar la recuperación. El diseño de ingeniería debe dar prioridad a la

5. Utilizar equipos alternativos de bajas emisiones y bajo mantenimiento

Algunos procesos o equipos pueden eliminarse o sustituirse por sistemas alternativos sin emisiones o de bajas emisiones. Se deben estudiar sistemas alternativos si cumplen los requisitos del proyecto. Por ejemplo, la inyección de metanol o los deshidratadores desecantes son algunas alternativas de bajas emisiones a los deshidratadores de glicol tradicionales. También se debe tener en cuenta el uso de un equipo de bajo mantenimiento para reducir el venteo de gas natural con el fin de realizar actividades de mantenimiento.

Cuantificación de emisiones

Los métodos de cuantificación de las emisiones de metano se reportan como caudal, como masa por tiempo (por ejemplo, kilogramos por hora) o volumen por tiempo (por ejemplo, metros cúbicos estándar por hora), y pueden realizarse con estimaciones de ingeniería, con medición directa de las fuentes de metano o mediante el uso de modelos. En la fase de diseño existen tres técnicas fundamentales para cuantificar las emisiones. Estas técnicas se enumeran a continuación, de la más precisa a la menos precisa.

- Modelado (para emisiones de tanque flash y emisiones del regenerador del deshidratador de glicol) mediante un programa de simulación de procesos para predecir emisiones en base a principios y ecuaciones básicos.
- Las ecuaciones de cálculo de emisiones pueden usar diferente información, del fabricante del equipo o recopilada localmente, con el objeto de estimar el índice a partir de ciertos procesos o actividades.

En el caso de algunas fuentes y procesos, los programas y modelos disponibles comercialmente se utilizan en gran medida para simular procesos de tratamiento, procesamiento y manipulación de hidrocarburos. Algunos programas de ejemplo son ProMax® o Aspen HYSYS®, o simplificaciones de esos modelos de herramientas de estimación como E&P Tanks, un software desarrollado por el Instituto Americano del Petróleo (API, American Petroleum Institute). Los modelos también se pueden utilizar para representar las emisiones de metano de los venteos del sistema de deshidratación de glicol y existen herramientas de simplificación como el programa GLYCalc™ del Instituto de Tecnología del Gas (GTI, Gas Technology Institute). Una mejora a un modelo sería que se pudiesen implementar condiciones específicas del sitio de modo que cada proceso individual se pueda simular con precisión. En algunas jurisdicciones incluso es obligatorio utilizar determinados modelos. Un ejemplo lo tenemos en el modo de informar sobre las emisiones de tanque flash según la normativa para realizar informes del GEI de la EPA o según los Estándares de Desempeño para Fuentes Nuevas, Subparte OOOOa.

También se pueden utilizar ecuaciones menos detalladas para estimar las emisiones. Para estas ecuaciones es necesario utilizar información específica de la instalación para representar las emisiones. Las ecuaciones pueden emplear diversas fuentes de información local para estimar el índice de ciertos procesos o actividades.

La técnica más fácil, pero también la menos precisa, para estimar las emisiones es utilizar información del fabricante del equipo y los "factores de emisión", donde las emisiones por actividad (como la cantidad de gas por año por tipo de equipo) simplemente se multiplican por el número de piezas del equipo.

Ejemplos de estrategias de diseño y construcción

No es la intención de esta guía detallar todas las recomendaciones de diseño que podrían reducir las emisiones de metano, sino más bien ofrecer algunos ejemplos de las prácticas recomendadas que se pueden seguir para reducir las emisiones de metano. Muchas de las estrategias de mitigación que se detallan en las otras guías de prácticas recomendadas se pueden utilizar con fines de diseño y construcción. Esas estrategias no se detallan en esta guía. En esta guía se tratan las estrategias enumeradas en la siguiente tabla.

Estrategia de diseño y construcción	Elimina las fuentes de emisiones de metano	Reduce el venteo, las fugas o el uso de energía	Controla el metano	Categoría de estrategia de diseño
1. Ubicación de utilities y centralización	✓	✓		1, 2, y 3
2. Diseño modular	✓	✓		5
3. Eliminación de componentes que puedan fugar		✓		5
4. Ubicación de válvulas de aislamiento		✓		4
5. Separación secundaria y terciaria		✓		4
6. Diseño sin tanque	✓	✓		3 y 5
7. Diseño de tanque de almacenamiento		✓	✓	5
8. Uso de compresores eléctricos	✓	✓	✓	1
9. Realización del pigging por etapas y utilización de línea de bypass para el pigging		✓		4 y 5
10. Uso de metanol para evitar hidratos	✓	✓		5
11. Tanque flash en unidades de amina		✓		4
12. Incinerador de gas ácido		✓	✓	5

Estrategia de diseño y construcción 1: ubicación de utilities y centralización

El petróleo y el gas natural se producen en lugares remotos, a menudo con sistemas de recolección de gas y suministro de energía limitados. Muchas instalaciones dependen de calentadores, motores y dispositivos neumáticos que utilizan gas natural como combustible y gas neumático. Además, a veces necesitan quemar en antorcha o ventear gas natural.

Siempre que sea técnica y económicamente viable, la decisión sobre dónde ubicar una instalación debe tener en cuenta la proximidad a las fuentes de corriente eléctrica y tuberías existentes. Asimismo, en el diseño de las instalaciones debe reducirse el uso de gas natural como combustible y en su lugar utilizar equipos eléctricos. Si una instalación no se puede ubicar cerca de una infraestructura existente, se deben llevar suministros de energía y tuberías a dicha instalación si el proceso es técnico y económicamente factible.

Siempre que sea posible, los operadores deben centralizar las instalaciones de producción para desarrollos a gran escala. La centralización es donde no se produce ningún (o un mínimo) tratamiento de hidrocarburos, procesamiento y manipulación de líquidos tienen lugar en el área de pozos, y la separación, el tratamiento, el almacenamiento y la manipulación se llevan a cabo en una instalación centralizada. La instalación centralizada puede utilizar medidas de mitigación que pueden no ser económicas en instalaciones más pequeñas.

Requisitos operativos

Es necesario disponer de sistemas de respaldo, como generadores de emergencia, quemadores y transporte de líquidos en camión, siempre que exista la posibilidad de que haya interrupciones frecuentes en el suministro de energía. Otros procesos de tratamiento, como la deshidratación, la eliminación de gas ácido y el pulido de aceite, también pueden ser necesarios en el sitio para garantizar que el producto cumpla las especificaciones necesarias para ser transportado por una tubería.

Reducción de emisiones y evaluación económica

Las reducciones y evaluaciones económicas para las opciones de mitigación que requieren una fuente de alimentación se detallan en las otras estrategias de diseño y construcción.

En 2017, en Estados Unidos continental, el coste de las tuberías con un diámetro de menos de 20 pulgadas (500 mm) osciló entre 29.000 dólares estadounidenses por pulgada-milla y 167.000 dólares estadounidenses por pulgada-milla (entre 710 y 4.086 dólares estadounidenses por mm-km)¹. En 2013, en Estados Unidos continental, se estima que el coste de las líneas eléctricas aéreas fue de entre 285.000 y 390.00 dólares estadounidenses por milla (entre 177.000 y 242.000 dólares estadounidenses por km).²

Estrategia de diseño y construcción 2: diseño modular

Los índices de producción de los pozos disminuyen con el tiempo, especialmente en el caso de los pozos no convencionales. No se necesitarán equipos de producción dimensionados para la producción inicial ya que la producción del pozo disminuye. El diseño modular permite reducir el tamaño del equipo a medida que disminuyen los índices de producción. Es probable que la eliminación de equipos reduzca la cantidad de emisiones fugitivas, así como la cantidad de gas natural que se utiliza para accionar los dispositivos neumáticos. Entre los ejemplos de diseño modular se pueden citar el uso de equipos montados sobre soportes que se pueden quitar y reemplazar fácilmente, disponer de varios tanques de almacenamiento más pequeños en lugar de un tanque de almacenamiento grande, y tener varios compresores más pequeños en lugar de un compresor grande.

Requisitos operativos

Las instalaciones deben ser lo suficientemente grandes como para tener varios equipos en lugar de un equipo grande. Los operadores deben evaluar periódicamente los índices de producción para decidir cuándo deben retirarse los equipos.

Reducción de emisiones y evaluación económica

Las reducciones y los costes dependen de los equipos. Un operador hizo una estimación de un ahorro de 4.200 Mscf (mil pies cúbicos estándar) por año (120.000 m³ (metros cúbicos) por año) de gas natural por cada tanque de almacenamiento retirado³. Los costes iniciales de los equipos pueden ser un poco más altos que los de las instalaciones tradicionales debido a la necesidad de comprar más equipos. En el caso de desarrollos a gran escala, el diseño modular también puede dar como resultado un ahorro en el coste, puesto que el equipo retirado se puede utilizar en otras instalaciones.

Estrategia de diseño y construcción 3: eliminación de emisiones fugitivas

Para conectar tuberías, equipos y otros componentes como válvulas se utilizan conexiones roscadas y bridas. Las conexiones roscadas se utilizan habitualmente en tuberías con un diámetro de dos pulgadas (50 mm) o menos. Las bridas se utilizan habitualmente en tuberías con un diámetro superior a dos pulgadas. Existe la posibilidad de que el gas natural se escape por las conexiones roscadas y por las bridas. Estas conexiones a veces se pueden sustituir por conexiones soldadas, que tienen muchas menos probabilidades de tener fugas.

Requisitos operativos

Se necesitan conexiones roscadas o bridadas para conectar válvulas u otros componentes que haya que quitar o sustituir con frecuencia, con el fin de evitar tener que cortar la tubería.

Reducción de emisiones y evaluación económica

Durante la fase de diseño, el coste de sustituir bridas o conexiones roscadas por soldaduras es mínimo. Las emisiones de las bridas se estima que están comprendidas entre $5,7 \times 10^{-6}$ y $0,39 \times 10^{-6}$ kg por hora por brida⁴. Las emisiones de las conexiones roscadas se estima que están comprendidas entre $1,0 \times 10^{-5}$ y $0,75 \times 10^{-5}$ kg por hora por conexión. No se espera que haya fugas en las conexiones soldadas.

Estrategia de diseño y construcción 4: ubicación de válvulas de aislamiento

Las válvulas de aislamiento se utilizan para aislar equipos como compresores o recipientes de separación para que puedan despresurizarse (purgarse) con fines de mantenimiento y reparación. Tener las válvulas lo más cerca posible del equipo reduce la cantidad de metano liberado durante las purgas.

Las válvulas de aislamiento se utilizan para aislar una instalación durante una parada de emergencia. Tener las válvulas de aislamiento lo más cerca posible de la primera y última pieza del equipo en el centro operativo también reduce la cantidad de metano liberado durante las paradas de emergencia.

Requisitos operativos

La ubicación de las válvulas puede estar determinada por las normas de seguridad o protección contra incendios.

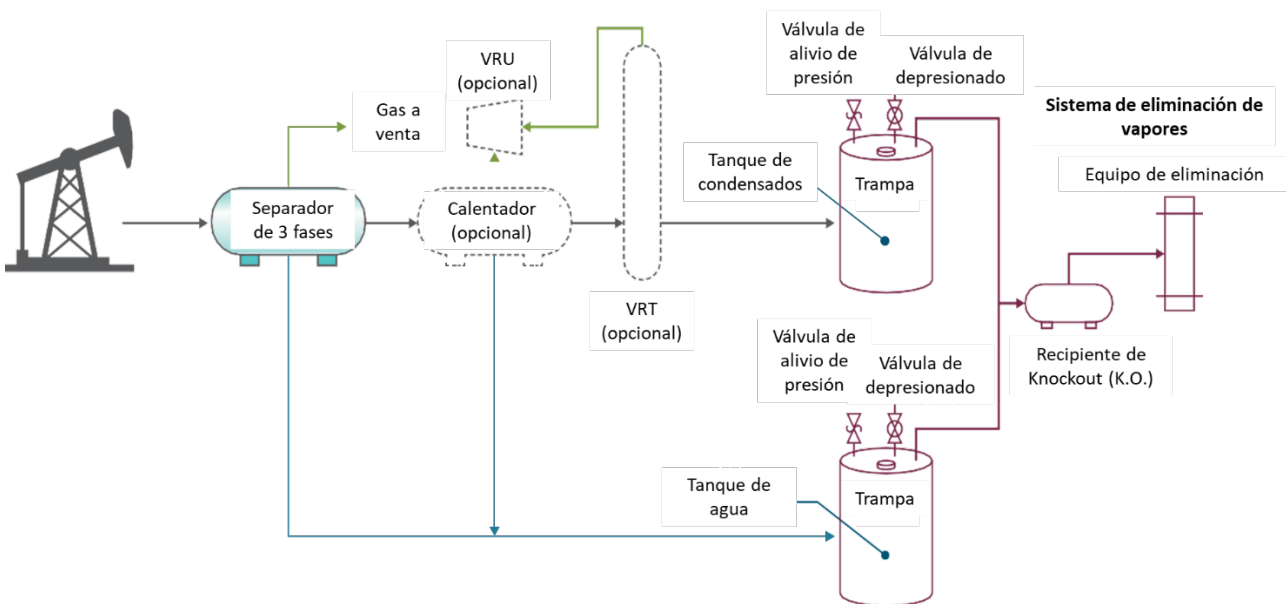
Reducción de emisiones y evaluación económica

Durante la fase de diseño, el coste de reubicar las válvulas es mínimo. La reducción de metano se basa en la presión del ducto o equipo, y en la cantidad de tubería que necesita ser despresurizada durante emergencias o mantenimiento, y la frecuencia de las purgas.

Estrategia de diseño y construcción 5: separación secundaria y terciaria

El petróleo y el condensado deben separarse del gas natural en las instalaciones de producción, las estaciones de compresión y las plantas de procesamiento. Esta separación generalmente tiene lugar a alta presión, superior a 100 psig (700 kPa). Cuando el petróleo o el condensado se transfieren de los separadores de alta presión a los tanques de almacenamiento a presión atmosférica, se libera el "flash gas". El flash gas normalmente se vende del tanque de almacenamiento o se quema en antorcha. La separación secundaria y terciaria se pueden utilizar para recuperar parte o todo el flash gas y minimizar el flasheo dentro de los tanques de almacenamiento. En la Figura 1 se muestran los separadores secundarios y terciarios representados como un calentador y una torre de recuperación de vapores (VRT, por sus siglas en inglés) en una instalación de producción.

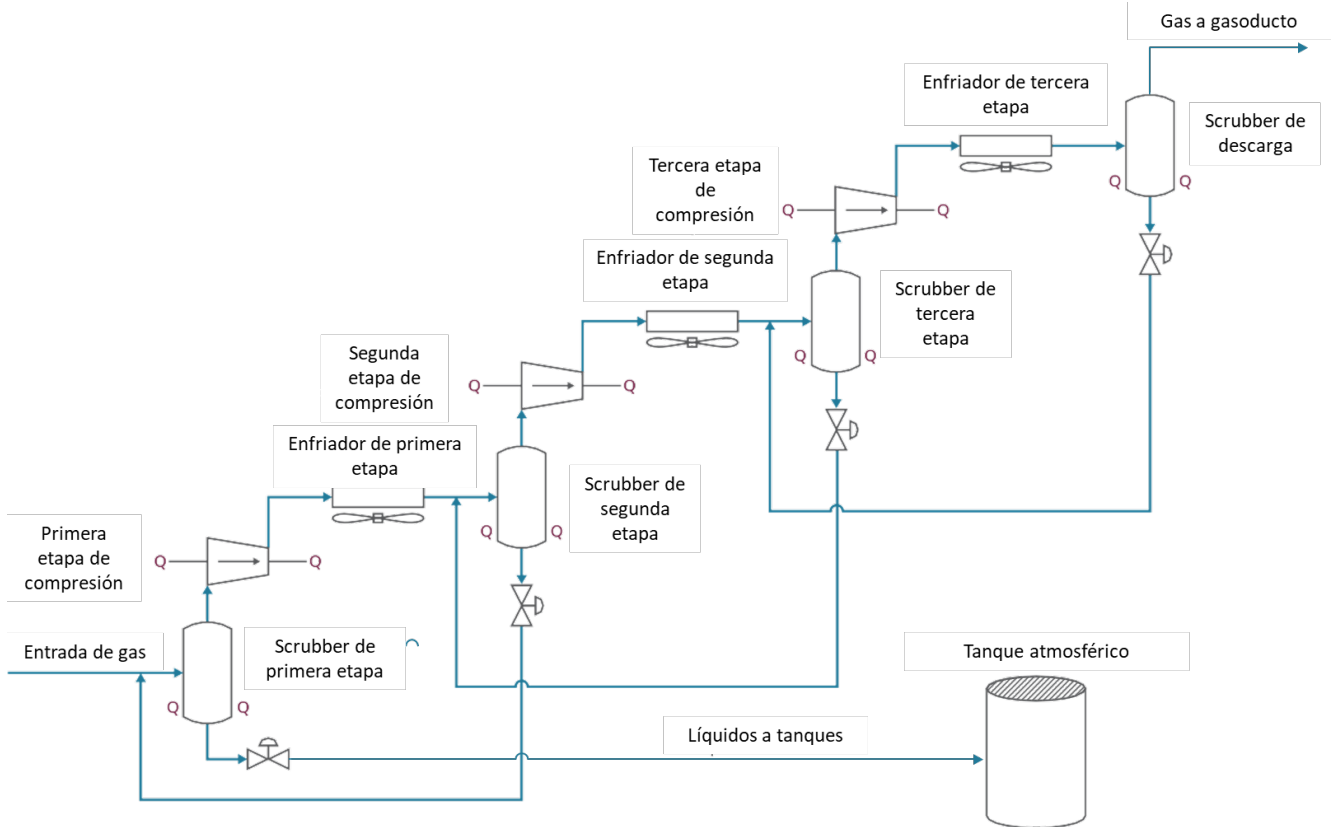
Figura 1: separadores secundarios y terciarios en una planta de producción



Fuente: referencia⁵

La práctica de hacer separación secundaria y terciaria se puede utilizar también para separadores (scrubbers) de compresores, donde el condensado se dirige a recipientes de menor presión en lugar de a tanques de almacenamiento no presurizados. Como se muestra en la Figura 2, un ejemplo es una configuración de varios separadores en cascada, donde el condensado de alta presión se dirige al siguiente separador de presión más baja, y solo el separador de entrada se dirige a los tanques.

Figura 2: Sistema de separadores en cascada de aspiración de un compresor



Requisitos operativos

Es necesario utilizar unidades de recuperación de vapor (VRU, por sus siglas en inglés) para recuperar el gas de los recipientes de baja presión. Se prefiere el uso de VRU eléctricas por su capacidad para funcionar en una gama más amplia de caudales respecto a los compresores accionados por motores que funcionan con gas natural.

Reducción de emisiones y evaluación económica

En un estudio de caso de Occidental Petroleum se estimó que el coste de un separador secundario y una VRT con VRU está entre 100.000 y 200.000 dólares estadounidenses⁶. El período de amortización suele estar comprendido entre uno y cinco meses⁶.

No se conoce el coste de los depuradores en cascada, pero es probable que sea mínimo debido a que solo es necesario realizar cambios mínimos en las tuberías. Las reducciones de emisiones

dependen de la composición del gas, pero en un

estudio de caso de Kent Pennybaker se estimó que el hecho de recuperar los líquidos de los depuradores en cascada pueden reducir el gas flash del tanque de almacenamiento en un 98,7 % y aumentar la cantidad de gas que se puede vender en 1,2 %.⁷

Estrategia de diseño y construcción 6: diseño sin tanque

Los tanques de almacenamiento a presión atmosférica se utilizan para almacenar petróleo crudo, condensado de hidrocarburos y agua producida (y mezclas de estos) antes de que se transfieran desde la instalación. La EPA estima que las emisiones de metano de los tanques de almacenamiento atmosférico representa aproximadamente el 10 % de las de la industria del petróleo y del gas⁸. Una técnica de diseño es eliminar el tanque de almacenamiento por completo. Este diseño "sin tanque" se puede aplicar de varias formas a través de las operaciones de producción, recolección y procesamiento. Los ejemplos de diseños sin tanque

desde una perspectiva de producción, recolección y procesamiento son los siguientes:

- Producción: el líquido del separador se transfiere directamente a una tubería a través de una unidad LACT (*Lease Automatic Custody Transfer*) o a un recipiente antipulsos que funciona a presión casi atmosférica. El recipiente antipulsos está calificado para recibir una presión muy por encima de la presión atmosférica. El amplio rango de operación permite que el recipiente se adapte a las fluctuaciones en la producción y a los cambios de presión en el tanque debido al flasheo. El vapor generado en el recipiente de compensación se comprime y se envía a una tubería. En la Figura 3 se muestra un centro operativo de producción de ejemplo que utiliza un diseño sin tanque.

Figura 3: centro operativo de producción con un diseño sin tanque



Fuente: referencia⁹

- Recolección: en una estación de compresores, el líquido del *slug catcher* se envía directamente a la salida de la instalación mediante una bomba eléctrica o una *blow case*. Luego, los líquidos se procesan en unas instalaciones de *downstream*, como una planta de procesamiento de gas natural.
- Procesamiento: en una planta de procesamiento de gas natural, el líquido del *slug catcher* se estabiliza y se mezcla con líquidos de gas natural (NGL por sus siglas en inglés) en tanques presurizados o se envía directamente a un gasoducto con los NGL.

Requisitos operativos

El diseño sin tanque requiere acceso a una tubería. Es posible que el líquido deba cumplir con ciertas especificaciones para ser transportado por tubería. También puede que se necesite un método para volver a tratar o almacenar líquido que no cumpla con las especificaciones. Y, además, puede ser necesario proporcionar capacidad de tanque de almacenamiento de emergencia para que los pozos puedan producir cuando la instalación esté fuera de servicio y aislada del ducto.

También es importante tener electricidad disponible en la instalación ya que permite el uso de bombas eléctricas y unidades de recuperación de calor. Es posible que se necesite hacer un *pigging* del ducto con más frecuencia en los sistemas que utilizan la técnica de bombeo en las estaciones de compresión. En las plantas de procesamiento de gas natural, la adición de condensado a los NGL debe evaluarse instalación por instalación para asegurarse de que los NGL puedan cumplir las especificaciones del comprador o del gasoducto.

Reducción de emisiones y evaluación económica

Las emisiones del tanque se pueden eliminar casi por completo utilizando un diseño sin tanque. Un operador informó de una reducción de más del 90 % en las emisiones mediante el uso de instalaciones sin tanque⁹. Es probable que los costes sean menores que en el caso de instalaciones tradicionales debido a la reducción de equipos y tamaño de las instalaciones.

Estrategia de diseño y construcción 7: diseño de tanque de almacenamiento

Los sistemas de control para tanques de almacenamiento pueden ser difíciles de diseñar debido a que su rango de presión operativa es muy estrecho, por lo general menos de 1 psig (7 Kpa). Las válvulas de accionamiento rápido, sistemas automatizados de purga de líquidos mediante un sistema de pistón *plunger lift* y el *pigging* pueden provocar variaciones en los caudales de líquido y vapor en el sistema de control. El sistema de control para los tanques de almacenamiento a

presión atmosférica debe diseñarse
adecuadamente para que los dispositivos
de alivio

de presión no se venteen a la atmósfera y todos los vapores del tanque de almacenamiento se dirijan al dispositivo de control o unidad de recuperación de vapores durante los caudales pico de producción. El diseño debe tener en cuenta los caudales máximos de vapor y líquido, que pueden ser distintas de los caudales de producción diarios, especialmente en el caso de sistemas con válvulas de accionamiento rápido o sistemas *plunger lift*. El diseño debe evaluar la capacidad del dispositivo de control y la caída de presión a través del sistema de recolección de vapor.

Requisitos operativos

Puede ser necesario el modelado para determinar la presión máxima de almacenamiento.

Reducción de emisiones y evaluación económica

El coste para llevar a cabo una evaluación del diseño de los sistemas de control de tanques de almacenamiento en Estados Unidos continental se estima en un total comprendido entre 550 y 360 dólares estadounidenses por centro operativo¹⁰.

Estrategia de diseño y construcción 8: uso de compresores eléctricos

Los compresores se utilizan para mover gas natural a través de tuberías, así como para recuperar gas de sistemas de baja presión. Los motores que funcionan con gas natural se utilizan habitualmente para accionar compresores. Una alternativa es utilizar motores eléctricos para accionar los compresores. Los motores de gas natural solo pueden funcionar a un mínimo del 50 % de su potencia máxima. Los motores eléctricos con variadores de frecuencia pueden funcionar con cargas muy bajas. Además, los motores eléctricos necesitan menos mantenimiento que los motores de gas natural y, por tanto, ofrecen más fiabilidad.

Requisitos operativos

Se necesita una fuente de alimentación para hacer funcionar los compresores eléctricos. Los compresores grandes pueden necesitar líneas de alto voltaje. Es posible que sea necesario

disponer de un generador de reserva para las zonas donde el suministro de energía no es seguro.

Reducción de emisiones y evaluación económica

Se estima que los compresores eléctricos ahorran 2,11 Mscf de gas por caballo de fuerza (80.000 m³ por kilovatio) del compresor. El coste depende del tamaño del compresor. En un estudio de caso se estimó que el desembolso inicial fue de 1.500.000 dólares estadounidenses para un motor de 1.750 caballos de fuerza (1.300 kW). Los costes operativos anuales fueron aproximadamente iguales al coste de capital inicial y se debieron principalmente al coste de la electricidad³.

Estrategia de diseño y construcción 9: pigging por etapas y líneas de bypass

Se denomina *pig* a un dispositivo con aletas o cepillos que se utiliza para inspeccionar las tuberías y empujar los líquidos acumulados a través de ellos hacia las instalaciones de *downstream*. La lanzadera o terminal para el *pig* al comienzo de la tubería se despresuriza para permitir que el *pig* se inserte en el mismo. Luego el *pig* se presuriza para que baje por la tubería. El *pig* llega a otra lanzadera situada en el otro extremo (el receptor). En el receptor, algo de líquido queda atrapado delante del *pig* y también en el propio *pig*. Cuando el *pig* se retira, se libera metano debido al flasheo del líquido atrapado. Las lanzaderas para *pigs* permiten que los líquidos que hay delante y sobre el *pig* se capturen y se envíen a la tubería antes de que la lanzadera se despresurice, reduciendo las emisiones de flasheo. Las líneas de bypass pueden despresurizar parcialmente la lanzadera para reducir el venteo de las operaciones de limpieza.

Requisitos operativos

Las lanzaderas para *pig* son en su mayoría dispositivos pasivos, pero es posible que se necesite más tiempo desde que se recibe el *pig* hasta que se retira del receptor para permitir que los líquidos vuelvan a la tubería. También debe haber disponible un sistema de baja presión en el lugar para aceptar el gas de la lanzadera para *pigs*.

Reducción de emisiones y evaluación económica

MPLX estima que el uso de lanzaderas para *pig* y líneas de bypass puede reducir las emisiones al realizar el *pigging* hasta en un 85 %¹¹ a un coste de aproximadamente 8.175 dólares estadounidenses por centro operativo¹¹.

Estrategia de diseño y construcción 10: uso de metanol para evitar hidratos

Durante el clima frío, el agua puede congelarse y formar hidratos en las tuberías, lo que puede dificultar el flujo de gas natural. Cuando los hidratos son un problema, generalmente se usa un deshidratador de glicol para eliminar el agua del gas natural. El glicol también absorbe algo de metano, que se ventea a la atmósfera durante la regeneración del glicol. Se puede utilizar metanol en lugar de la deshidratación con glicol para impedir la formación de hidratos. El metanol simplemente se inyecta en el gas antes de que entre en la tubería y se elimina en las instalaciones de *downstream*.

Requisitos operativos

El metanol debe inyectarse desde un tanque atmosférico en el gas natural presurizado mediante una bomba. Las bombas suelen ser fáciles de usar y funcionan con energía solar. El metanol deberá enviarse a cada centro operativo en camiones.

El metanol tiene que eliminarse del gas natural durante el procesamiento, generalmente durante la separación normal y la eliminación del gas ácido.

Reducción de emisiones y evaluación económica

Se estima una reducción de emisiones de 800 Mscf (22.500 m³) de gas natural por centro operativo. El coste se estima en 2.250 dólares estadounidenses por centro operativo, más 3,45 dólares estadounidenses de coste operativo por MMscf (121 dólares estadounidenses por 10⁶ m³) de gas natural³.

Estrategia de diseño y construcción 11: tanque flash de unidad de amina

El gas ácido, que contiene altas concentraciones de compuestos de azufre, principalmente sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono, debe tratarse para eliminar esos compuestos. Las unidades de amina son un método para eliminar esos compuestos. La amina que se utiliza con más frecuencia es la metildietanolamina. La amina circula a través de una torre y absorbe los compuestos del gas natural presurizado. La amina también recoge metano del gas. A continuación, se envía a un regenerador para eliminar el dióxido de carbono y el azufre para que se pueda reutilizar. El dióxido de carbono y el azufre eliminados forman lo que se denomina gas ácido que normalmente se ventea a la atmósfera.

Se puede instalar un tanque flash aguas arriba del regenerador para recuperar parte del metano absorbido por la amina. El tanque flash está a una presión más baja que la torre y parte del metano flashea cuando la amina baja de presión al entrar en el tanque flash. El metano se puede recuperar en un sistema de baja presión como el sistema de fuel gas de la instalación.

Reducción de emisiones y evaluación económica

Las reducciones dependen del sistema, pero se estima que sean del 90 %, similar a la instalación de un tanque flash en una unidad de deshidratación con glicol³. El coste varía según el tamaño del tanque instalado.

Estrategia de diseño y construcción 12: dispositivo de eliminación de gas ácido

El gas ácido liberado por el tratamiento con amina es típicamente muy alto en dióxido de carbono y azufre, con una pequeña concentración de hidrocarburos. Es posible que sea necesario eliminar el gas ácido, por razones de seguridad o para cumplir con las estándares medioambientales. El gas ácido con una alta proporción de dióxido de carbono no tiene suficiente contenido de calor (poder calorífico) para quemarse en una antorcha o incinerador. Se puede agregar gas de acompañamiento, que suele ser gas combustible, al gas ácido para llevar el poder calorífico hasta al menos 300 Btu/scf (11,2 MJ/metro cúbico estandar)¹². Es posible que se necesite una gran cantidad de gas de acompañamiento, en función del volumen de gas ácido que se va a recuperar. Se pueden utilizar oxidantes térmicos directos para oxidar el metano, pero los oxidantes térmicos tradicionales necesitan un gran volumen de combustible para mantener la cámara de combustión a la temperatura requerida.

Los oxidadores térmicos "recuperativos" o "regenerativos" se convierten en formas más eficientes de destruir el gas ácido. Estos dispositivos de eliminación recuperan el calor residual, reduciendo la cantidad de combustible necesaria para mantener la cámara de combustión a una temperatura suficientemente alta.

Requisitos operativos

Los oxidadores térmicos necesitan un diseño especial para gases corrosivos como el gas ácido. Además, también necesitan energía para hacer funcionar ventiladores, controles y válvulas.

Reducción de emisiones y evaluación económica

Las reducciones dependen del tamaño de la unidad de amina. Una empresa ha informado de haber ahorrado hasta 750.000 dólares estadounidenses al año en costes de combustible al sustituir un oxidador térmico por un oxidador térmico regenerativo¹³.

Lista de verificación

La siguiente lista de comprobación le permite evaluar su progreso en la reducción de emisiones de metano mediante el diseño de sistemas.

Actividad	Completada	Porcentaje de todos los equipos o procesos de este programa
<input checked="" type="checkbox"/> Incluir la reducción de metano en la práctica de diseño estándar		
<input checked="" type="checkbox"/> Utilizar equipos eléctricos, mecánicos y de aire comprimido siempre que sea viable		
<input checked="" type="checkbox"/> Centralizar las instalaciones		
<input checked="" type="checkbox"/> Utilizar tuberías para transportar petróleo y gas natural desde las instalaciones		
<input checked="" type="checkbox"/> Recuperar el metano siempre que sea viable		
<input checked="" type="checkbox"/> Controlar el metano donde la recuperación no sea viable		
<input checked="" type="checkbox"/> Utilizar equipos y procesos alternativos de bajas emisiones		
<input checked="" type="checkbox"/> Utilizar equipos y procesos alternativos de bajo mantenimiento		

Apéndice 1: estrategias de mitigación que se pueden utilizar en la etapa de diseño

Fuente de emisiones	Descripción de la estrategia de mitigación	Guía que se debe consultar
1. Combustión en antorcha	Reinyección Volver a inyectar gas en el yacimiento de petróleo o gas para aumentar la recuperación.	Antorchas
	Camiones de GNC Comprimir el gas natural para transportarlo fuera de la instalación en camiones.	Antorchas
	Recuperar los NGL Utilizar un sistema para recuperar los líquidos de gas natural.	Antorchas
	Convertir gas en fuente de energía Utilizar turbinas de gas o un motor alternativo para generar electricidad.	Antorchas
2. Tanques de almacenamiento: gas flash	Utilizar unidades de recuperación de vapores (VRU) Instalar una VRU para poder usar, vender o quemar gas.	Venteo Antorchas
	Reducir la presión operativa en las instalaciones de upstream Instalar torres estabilizadoras o una torre de recuperación de vapor (VRT) aguas arriba de los tanques para reducir la presión del gas.	Venteo Antorchas
	Aumentar la presión del tanque Colocar dispositivos de alivio de presión a la presión nominal del tanque de almacenamiento o próxima a ella.	Venteo
	Eliminar tanques en los sitios de producción Utilizar sistemas de transferencia de custodia automática de arrendamiento (LACT) para transferir líquidos directamente desde los separadores a la tubería.	Venteo
3. Tanques de almacenamiento: cargar y descargar emisiones	Añadir sistemas de medición automática Los sistemas de medición automática eliminan la necesidad de abrir la escotilla para medir el nivel los tanques de almacenamiento durante el funcionamiento normal y al cargar líquidos en camiones para transportarlos.	Venteo
	Introducir un sistema para equilibrar o intercambiar vapores entre los tanques y los vehículos cisterna. Las líneas de retorno de vapor recogen los vapores desplazados en el camión mientras se cargan los líquidos de los tanques y devuelven los vapores a los tanques (balance de vapor) o los envían a un dispositivo de control.	Venteo

Fuente de emisiones	Descripción de la estrategia de mitigación	Guía que se debe consultar
4. Compresores: centrífugos	<p>Utilizar sellos secos Comprar solo compresores que tengan sellos secos. (Aproximadamente el 90 % de los compresores tienen sellos secos). Los sellos secos generalmente emplean menos energía, son más fiables y necesitan menos mantenimiento.</p>	Venteo
5. Compresores: arrancadores	<p>Utilizar arrancadores eléctricos Las emisiones se pueden eliminar utilizando máquinas de arranque eléctricas en lugar de turbinas de arranque neumáticas accionadas con gas natural.</p>	Venteo Uso energético
	<p>Utilizar máquinas de arranque de aire comprimido Las emisiones se pueden eliminar utilizando máquinas de arranque accionadas por aire comprimido en lugar de gas natural.</p>	Venteo Uso energético
	<p>Emisiones directas de las máquinas de arranque a una unidad de recuperación de vapor (VRU) o antorcha El gas natural de las máquinas de arranque neumáticas se envía a una VRU para que pueda usarse, venderse o enviarse a una antorcha.</p>	Venteo
6. Deshidratadores de glicol: venteo del regenerador	<p>Utilizar un sistema deshidratador de cero emisiones Los sistemas de deshidratación desecante no liberan emisiones durante el funcionamiento habitual.</p>	Venteo
	<p>Utilizar una bomba eléctrica para la circulación de glicol pobre Las bombas eléctricas eliminan la necesidad de utilizar bombas neumáticas accionadas por gas natural.</p>	Venteo
	<p>Utilizar separadores flash Los tanques flash separan algo de metano del glicol rico antes del regenerador para que pueda volver al proceso o usarse (por ejemplo, como combustible).</p>	Venteo
7. Dispositivos neumáticos	<p>Utilizar dispositivos eléctricos o mecánicos El uso de dispositivos mecánicos o eléctricos elimina la necesidad de usar dispositivos neumáticos.</p>	Dispositivos neumáticos
	<p>Utilizar un sistema de aire comprimido Utilizar aire comprimido, en lugar de gas natural, para accionar dispositivos neumáticos.</p>	Dispositivos neumáticos

Fuente de emisiones	Descripción de la estrategia de mitigación	Guía que se debe consultar
	<p>Utilizar dispositivos de venteo intermitente o <i>low bleed</i> Los dispositivos de venteo intermitente y de bajo sangrado utilizan menos gas natural que los dispositivos <i>high bleed</i>.</p>	Dispositivos neumáticos
8. Uso de combustible	<p>Instalar compresores eléctricos Los equipos que utilizan gas natural como combustible liberan algo de metano que no se ha quemado. Los compresores eléctricos eliminan el uso de gas natural como combustible.</p>	Uso energético
	<p>Sustituir los reguladores de los compresores Los reguladores permiten que el metano fugue a través de las juntas tóricas, las cubiertas y las empaquetaduras.</p>	Uso energético
	<p>Instalar controles de relación aire-combustible El mayor uso de controladores de relación aire-combustible en motores de compresores para controlar la cantidad de combustible utilizado ha dado como resultado motores de combustión más eficientes, que emplean menos combustible.</p>	Uso energético

Referencias

- 1 The Interstate Natural Gas Association of America (INGAA) Foundation Inc, 'North America Midstream Infrastructure through 2035, Junio de 2018
- 2 Frank Alonso y Carolyn AE Greenwell, 'Underground vs Overhead: Power Line Installation-Cost Comparison and Mitigation', presentation at the Electric Light & Power Executive conference, Febrero de 2013, disponible en www.elp.com/articles/powergrid_international/print/volume-18/issue-2/features/underground-vs-overhead-power-line-installation-cost-comparison-.html
- 3 Natural Gas Star Program 'Recommended Technologies to Reduce Methane Emissions', a program by the United States Environmental Protection Agency (US EPA), disponible en www.epa.gov/natural-gas-star-program/recommended-technologies-reduce-methane-emissions
- 4 Mandatory Greenhouse Gas Reporting Rule (MGGR) for Petroleum and Natural Gas Systems, 40 CFR Part 98, Subpart W
- 5 Occidental Petroleum Corporation and California Independent Petroleum Association 'Vapor Recover Tower/VRU Configuration ', presented at the Natural Gas STAR Producers Technology Transfer Workshop, Agosto de 2007
- 6 Kent A Pennybaker, 'Optimizing Field Compressor Station Designs', para River City Engineering Inc, Society of Petroleum Engineers, Marzo de 1998
- 7 US EPA, 2017 Greenhouse Gas Reporting Program Industrial Profile: Petroleum and Natural Gas Systems
- 8 Industry Statewide Hydrocarbon Emissions Reduction (SHER) LACT and Tankless subgroup 'Lease Automatic Custody Transfer (LACT) and Reduced Oil Tank Facilities', Julio 2018, disponible en www.drive.google.com/open?id=1NMareyGM9jXizG5uXM-mzHuozQrJKM5e
- 9 US EPA, Background Technical Support Document for the Proposed Reconsideration of the New Source Performance Standards 40 CFR Part 60, subpart OOOOa, Septiembre de 2018.
- 10 MPLX LP, 'Pipeline Launcher/Receiver Emission Reduction Systems, disponible en www.mplx.com/content/documents/mplx/markwest/Launcher%20Receiver%20Design%20Detail.pdf
- 11 US EPA, 'MarkWest Clean Air Act Settlement Information Sheet', Mayo de 2018 disponible en www.epa.gov/enforcement/markwest-clean-air-act-settlement-information-sheet
- 12 New Source Performance Standards (NSPS) 40 CFR Part 60.18 General Control Device and Work Practice Requirements
- 13 Anguil Environmental Systems Inc, 'Amine Tail Gas Treatment', disponible en www.anguil.com/case-studies/natural-gas-processing/amine-tail-gas-treatment



METHANE
GUIDING
PRINCIPLES