



Clean Air Task Force
114 State Street, 6th Floor
Boston, MA 02109

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

Compendio de las principales regulaciones y estándares de emisiones de Norteamérica para contaminantes atmosféricos y climáticos de las operaciones de petróleo y gas natural

Descripción general de las regulaciones del sector petróleo y gas

Conjuntamente un grupo de países y empresas que representan más de 40% de la producción mundial de petróleo y gas han acordado limitar sus emisiones de metano en alguna medida. Las jurisdicciones nacionales y locales en los EE. UU., Canadá y México han emitido regulaciones, o se han comprometido a realizarlo para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones de metano. Varios estados de EE. UU. se encuentran en proceso de desarrollar o fortalecer las regulaciones, y otros países han comenzado a considerar políticas que puedan reducir las emisiones de metano, incluyendo la Unión Europea y Argentina. El alcance de las regulaciones varía entre jurisdicciones. Algunos regulan las emisiones de metano directamente, mientras que otros abordan los Compuestos Orgánicos Volátiles (COV), que reducen el metano como un cobeneficio, ya ambos contaminantes están presentes en el gas natural. En los EE. UU. y Canadá, algunas medidas aplican únicamente a las nuevas instalaciones o equipos, mientras que otras regulaciones son aplicables también a equipos existentes.

Varios estudios han determinado que las medidas de mitigación de metano en el sector petróleo y gas son las más sencillas para lograr reducciones significativas en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).¹ En la mayoría de las empresas, incluso en las pequeñas, cualquier inversión en proyectos de eficiencia energética y mitigación de GEI compite por capital contra los proyectos de exploración y producción de hidrocarburos; debido a los mayores rendimientos, estos últimos tienden a recibir financiamiento a costa de los primeros. Esta es la razón principal por la cual las iniciativas voluntarias solo han logrado resultados modestos y la regulación puede desempeñar un papel importante para que las inversiones se realicen a un costo mínimo para las empresas.

Regulaciones nacionales

Estados Unidos

En junio de 2016, la Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. (US EPA) emitió un conjunto de Estándares de Desempeño de Fuentes Nuevas (referidos por el acrónimo en inglés "NSPS OOOOa") para reducir las emisiones de metano, compuestos orgánicos volátiles (COV) precursores de smog y contaminantes atmosféricos tóxicos provenientes de instalaciones de gas y

¹ *Summary of Methane Emission Reduction Opportunities Across North American Oil and Natural Gas Industries*. ICF International. Mayo, 2016. https://www.edf.org/sites/default/files/north-american-executive-summary_english.pdf

petróleo nuevas, reconstruidas y modificadas². Esta medida se basa en la regla emitida en agosto de 2012 (NSPS OOOO) que se enfocó en las emisiones de COV de las instalaciones de producción y procesamiento de gas natural nuevas y modificadas.³

En octubre de 2016, la US EPA publicó las Guías de Técnicas de Control (CTG por sus siglas en inglés) para reducir las emisiones de COV provenientes de los equipos existentes y durante los procesos del sector petróleo y gas natural en ciertos estados y áreas con problemas de ozono troposférico.⁴

En noviembre de 2016, la Oficina de Administración de Tierras (Bureau of Land Management) del Departamento del Interior de los EE. UU. emitió una regla para reducir el desperdicio de gas natural ocasionado a causa del venteo, la quema y las fugas durante las actividades de producción de petróleo y gas natural en tierras federales e indígenas.⁵

Canadá

El 25 de abril de 2018, el Ministerio de Medio Ambiente y Cambio Climático de Canadá (ECCC) publicó estándares exhaustivos a nivel nacional diseñados para reducir las emisiones de metano provenientes de la industria de petróleo y gas natural entre 40% y 45%. Estos estándares son la culminación de dos años de esfuerzos federales canadienses que establecieron el compromiso de Canadá de reducir las emisiones de metano de fuentes de nuevas y existentes en el sector del petróleo y el gas, así como de la firma de Canadá en el compromiso de la Cumbre de Líderes de América del Norte con México y los Estados Unidos a fin de reducir las emisiones de metano entre 40% y 45% para 2025.

Canadá fue el primer país en implementar regulaciones para reducir el metano del sector del petróleo y el gas, cubriendo tanto las fuentes nuevas como las existentes. Es importante destacar que estas reglas abarcan diferentes partes de la cadena de valor, incluyendo pozos de petróleo y gas natural, centros de procesamiento de gas natural y estaciones de compresión de gasoductos.

Las nuevas normas canadienses reducirán las emisiones al exigir a las compañías de petróleo y gas natural encontrar y reparar las fugas en sus equipos, reducir las emisiones contaminantes durante la terminación de nuevos pozos que hayan sido fracturados hidráulicamente y reparar y / o reemplazar equipos como compresores, tanques de petróleo crudo y válvulas automáticas accionadas por gas natural. Con estas regulaciones, ECCC estima que entre 2018 y 2035, las emisiones de metano se reducirán en aproximadamente 10 millones de toneladas métricas. Los beneficios climáticos totales de esas reducciones equivalen alrededor de 845 millones de toneladas métricas de CO2 equivalente durante las próximas décadas, por lo que esta regla tiene beneficios climáticos similares a cerrar doce centrales termoeléctricas de carbón o quitar de

² Environmental Protection Agency, Final Rule, Oil and Natural Gas Sector: Emission Standards for New and Modified Sources, (“EPA NSPS OOOOa”), 40 C.F.R. Part 60 (3 de junio, 2016), disponible en: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR2016-06-03/pdf/2016-11971.pdf>

³ Environmental Protection Agency, Final Rule, Oil and Natural Gas Sector: New Source Performance Standards and National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants Reviews, (“EPA NSPS OOOO”), 40 C.F.R. Part 60 and 63, (16 de Agosto de 2016), disponible en: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2012-08-16/pdf/2012-16806.pdf>.

⁴ EPA Control Techniques Guidelines for the Oil and Natural Gas Industry (“EPA CTGs”), (octubre de 2018), disponible en <https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-10/documents/2016-ctg-oil-and-gas.pdf>.

⁵ Bureau of Land Management, Waste Prevention, Production Subject to Royalties, and Resource Conservation (“BLM Waste Rule”), 81 FR 83008, 43 C.F.R. Parts 3100, 3160 and 3170, (18 de noviembre de 2016), disponible en <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2016-11-18/pdf/2016-27637.pdf>.

circulación diez millones de automóviles. ECCC estima que las regulaciones resultarían en beneficios netos de \$ 8.9 mil millones de dólares canadienses.

De acuerdo con las leyes canadienses, las provincias con una producción significativa de petróleo y gas (específicamente Columbia Británica, Alberta, Manitoba y Saskatchewan) deberán adoptar los estándares federales o desarrollar sus propias regulaciones para lograr un nivel similar de reducción de emisiones. Este es un proceso conocido como "equivalencia". Las principales provincias de petróleo y gas están proponiendo actualmente regulaciones para cumplir con los estándares federales, un proceso que se espera que continúe durante 2020.

México

En noviembre de 2018, la Agencia para la Seguridad, Energía y Medio Ambiente (ASEA) de México publicó Las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos para la Prevención y el Control Integral de las Emisiones de Metano del Sector de Hidrocarburos.⁶ Esta regulación abarca toda la cadena de valor de los hidrocarburos (desde la exploración hasta la distribución) e incluye tanto fuentes existentes como nuevas.

La regulación establece un plazo de 12 meses a partir de su publicación para el desarrollo de un "Programa para la Prevención y el Control Integral de las Emisiones de Metano del Sector Hidrocarburos" (PPCIEM), que incluye un diagnóstico de las emisiones existentes. La ASEA permite a las empresas reguladas ejercer cierta flexibilidad al autorizar que elijan uno de los últimos cinco años como año base de emisiones para establecer su meta de reducción de emisiones.

El PPCIEM tiene como objetivo establecer un cronograma para la implementación de todas las medidas incluidas en el Título Tercero (o medidas similares o superiores, incluida una justificación técnica), que deben implementarse dentro de los 6 años posteriores a la publicación de la regulación. Estas medidas incluyen mejoras en tecnología y / o prácticas considerando sistemas de recuperación de vapores, bombas neumáticas, compresores, controladores neumáticos, deshidratadores de glicol, tuberías de transporte / distribución, tanques (flash), terminación y estimulación de pozos, descarga de líquidos y quema de gas natural. En caso de que la implementación de una medida no se considera técnicamente factible, se debe incluir una justificación detallada en un anexo al PPCIEM y debe ser validada por un tercero autorizado (ver la sección sobre Evaluación Interna y del Reporte Anual de Cumplimiento). El PPCIEM también requiere la inclusión de un programa de detección y reparación de fugas (LDAR por sus siglas en inglés), que debería comenzar cuando se entregue el PPCIEM. Estas inspecciones se realizarán trimestralmente.

Las instalaciones existentes deberán contar con una meta de reducción de emisiones en su PPCIEM y mantener ese nivel de emisiones una vez alcanzado, mientras que para las instalaciones nuevas se debe mantener el nivel de las emisiones establecidas en el diagnóstico para sus equipos, que se definirá en el PPCIEM.

El reporte tanto del LDAR como de las medidas incluidas en el PPCIEM se realizará anualmente y deberá ser verificado por terceros autorizados.

⁶ La Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), Guidelines for the Prevention and Comprehensive Control of Methane Emissions from the Hydrocarbon Sector. ("ASEA"), (13 de noviembre de 2018), disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5543033&fecha=06/11/2018

Regulaciones estatales / provinciales

En 2008, el estado de Colorado emitió sus primeras regulaciones para reducir las emisiones de COV generadas durante en el sector petrolero y gas en áreas con mala calidad del aire. Estas fueron las primeras regulaciones modernas para abordar las fugas y las emisiones fugitivas en este sector y sirvieron como punto de referencia para otros estados y también para los esfuerzos del gobierno federal de los EE. UU. para reducir las fugas de metano. En 2014, Colorado reforzó estas reglas, incluyó un requisito para que los operadores realicen inspecciones periódicas de detección y reparación de fugas. En 2014 también se amplió el alcance de la regulación sobre emisiones atmosféricas provenientes del sector petrolero y gas a todo el estado e incluyó específicamente las emisiones de metano, además de los COV. Adicionalmente, en 2017, Colorado fortaleció aún más sus estándares, particularmente en las partes del estado que presentan problemas de calidad del aire.⁷

En 2013, el Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania (PA DEP) actualizó un Permiso General de Operación para estaciones de compresión y centros de procesamiento de gas natural nuevos y modificados (GP-5). En junio de 2018, el PA DEP fortaleció el GP-5 y emitió un nuevo Permiso de Operación General para operaciones en pozos no convencionales de gas natural nuevos y modificados (es decir, pozos de shale gas) (GP-5A).⁸

En junio de 2014, el Departamento de Calidad Ambiental de Utah emitió una Orden de Aprobación General referente a tanques de almacenamiento y estabilización y pozos de petróleo y gas nuevos y modificados.⁹

En 1997 el Departamento de Calidad Ambiental de Wyoming (WYDEQ) emitió una guía para permisos de pozos de petróleo y gas natural nuevos y modificados; esta guía se actualizó por última vez en 2016. La guía incluye estándares que varían y cubren distintos tipos de equipos, en diferentes partes del estado. Las reglas más estrictas y amplias se aplican en un área específica con una alta densidad de sitios de producción de gas natural y en donde existen problemas importantes de calidad del aire con ozono troposférico. En 2015 WYDEQ desarrolló un reglamento para fuentes nuevas y existentes específicas para una zona específica, llamada Upper Green River Non-Attainment Area.¹⁰

⁷ Colorado Regulation Number 7, 5 C.C.R. 1001-9, ("Colorado regulation"), disponible en <https://www.colorado.gov/pacific/sites/default/files/5-CCR-1001-9.pdf> (Ver cronología aquí: <https://www.colorado.gov/pacific/cdphe/ozone-planning-chronology>)

⁸ Pennsylvania Department of Environmental Protection (PA DEP), General Permit for Natural Gas Compression and/or Processing Facilities (GP-5), and General Permit for Unconventional Natural Gas Well Site Operations and Remote Pigging Stations (GP-5A), disponible en <http://www.dep.pa.gov/Business/Air/BAQ/Permits/Pages/GeneralPermits.aspx>.

⁹ Utah Department of Environmental Quality, Division of Air Quality, Approval Order: General Approval Order for a Crude Oil and Natural Gas Well Site and/or Tank Battery, (5 de junio de 2014), ("Utah General Approval Order"), disponible en <https://deq.utah.gov/legacy/permits/general-approval-orders/docs/2014/6June/DAQE-AN149250001-14.pdf>.

¹⁰ Wyoming DEQ, Air Quality Division, Chapter 8, Nonattainment Area Regulations, Section 6 (pages 8-85 – 8-94) ("Wyoming Nonattainment Area Regulations") disponible en https://rules.wyo.gov/DownloadFile.aspx?source_id=12729&source_type_id=81&doc_type_id=110&include_meta_data=Y&file_type=pdf&filename=12729.pdf&token=208221116231104014026080189136236175092003165132

En marzo de 2017, la Consejo de Recursos del Aire de California (CARB, por sus siglas en inglés) emitió regulaciones que establecen estándares para emisiones de GEI en instalaciones de petróleo crudo y gas natural en el estado.¹¹

En 2017, la Agencia de Protección Ambiental de Ohio publicó Permisos Generales de Operación para estaciones de compresión de gas natural nuevas y modificadas.¹²

En diciembre de 2018, el Regulador de Energía de Alberta (AER, por sus siglas en inglés) publicó una Actualización a la Directiva 060, que abarca la quema de gas natural, incineración y venteo en la industria de exploración y producción de petróleo.¹³

En diciembre de 2018, la Comisión de Petróleo y Gas de Columbia Británica (BC OGC, por sus siglas en inglés) concluyó las enmiendas al reglamento de Perforación y Producción para reducir las emisiones de metano en las operaciones de exploración y producción de petróleo y gas natural.¹⁴

Recomendaciones para cada fuente

Este documento destaca las mejores prácticas y soluciones tecnológicas para fuentes de emisiones de metano de la parte upstream y midstream en la cadena de valor del petróleo y el gas natural enfocándose en las fuentes que históricamente han sido objeto de regulación de la contaminación atmosférica a nivel federal o estatal / provincial. Muchos de los ejemplos de las mejores prácticas provienen de las regulaciones desarrolladas en los EE. UU., México o Canadá. Las fuentes que no se incluyen aquí son la quema de gas natural asociado en pozos de petróleo, pozos abandonados, la integridad de las instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas natural y tuberías, entre otros. Las notas a pie de página proporcionan referencias sobre las regulaciones mencionadas.

Los requisitos se aplican a:

- actividades o fuentes nuevas o existentes, a menos de que se indique lo contrario.
- actividades y equipos para la producción terrestre de petróleo crudo y gas natural y para el procesamiento, almacenamiento y transporte de gas natural.

Las actividades o fuentes “nuevas” son aquellas que inician o se construyen después de la entrada en vigor de la regulación o requisito correspondiente.

Los términos en cursiva que están subrayados se enumeran en la sección de definiciones al final del documento.

¹¹ California Air Resources Board, California Final Regulation Order, 17 C.C.R. (“CARB rule”), (10 de marzo de 2017), disponible en <https://www.arb.ca.gov/regact/2016/oilandgas2016/oilgasfro.pdf>.

¹² Ohio Environmental Protection Agency, General Permits, (“Ohio General Permits”), disponible en <http://epa.ohio.gov/dapc/genpermit/ngcs.aspx>.

¹³ Alberta Energy Regulator. Directive 060 Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting. (“Alberta regulation”), (13 de diciembre de 2018), disponible en https://www.aer.ca/documents/directives/Directive060_2020.pdf.

¹⁴ British Columbia Oil and Gas Commission (BC OGC). Amendment to Drilling and Production Regulation, B.C. Reg. 282/2010. (“BC regulation”), (17 de diciembre de 2018), disponible en: http://www.bclaws.ca/civix/document/id/regulationbulletin/regulationbulletin/Reg286_2018.

Dispositivos de combustión

Requerimientos operativos

- Si se utiliza un quemador/antorcha u otro dispositivo de combustión¹⁵ para controlar las emisiones de hidrocarburos, este debe tener una eficiencia de destrucción de los hidrocarburos de por lo menos 98%. El mismo deberá estar confinado, equipado y operado con ignición automática, no producir emisiones visibles durante la operación normal y estar diseñado para que una persona pueda mediante observación visual desde el exterior del dispositivo de combustión determinar si está funcionando correctamente.¹⁶

Requisitos de supervisión

- El funcionamiento de un dispositivo de combustión, utilizado para controlar las emisiones, deberá estar monitoreado continuamente empleando cualquier instrumento que detecte y registre un parámetro que indique que el dispositivo de combustión está cumpliendo el requisito de la destrucción de 98% de los hidrocarburos.¹⁷

Controladores neumáticos de purga continua

Requisitos de control

- Controladores nuevos: deben tener una tasa de purga igual a cero o no liberar gas natural a la atmósfera.¹⁸ Los operadores pueden cumplir con este requisito utilizando dispositivos sin purga en sitios con acceso a la red eléctrica o energía renovable¹⁹ o dirigiendo las emisiones a un *sistema de recuperación de vapores*²⁰ que captura las emisiones.²¹ Si no es factible capturar las emisiones, los operadores pueden utilizar un quemador.²²
- Controladores existentes: controladores existentes en centros de procesamiento de gas natural y en *estaciones de compresión grandes* no deben liberar gas natural a la atmósfera. Para los demás sitios, se debe exigir la modernización de los controladores de purga continua existentes de manera que las emisiones de todos los controladores equivalgan a cero o se limiten a 0.17 metros cúbicos estándar por hora (niveles de “purga baja”).²³ Si no es así posible dirigir las emisiones a un *sistema de recuperación de vapores*, los operadores pueden conducirlos a un *dispositivo de combustión*.²⁴

Supervisión

- Para dispositivos existentes de purga continua con una tasa de emisión superior a cero, se deben medir las emisiones anualmente utilizando un método de medición directa, y es necesario reparar cualquier dispositivo con un caudal de emisiones superior a 0.17

¹⁵ [Colorado Regulation](#) §§ XVII.C.1b, XVII.D.3.

¹⁶ [Colorado Regulation](#) §§ XVII.B.2.b.

¹⁷ [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5417a. NOTA: las ligas electrónicas de la EPA NSPS OOOOa a continuación podrían ser incorrectas si la administración de Trump debilita la regulación. En ese caso los lectores pueden encontrar las porciones relevantes de NSPS OOOOa, como fue finalizado en 2016, [aquí](#).

¹⁸ [CARB](#) § 95668(e)(2); [EPA NSPS OOOO](#) § 60.5390 (b)(1) (para controladores neumáticos y centros de procesamiento de gas natural), ASEA § Chapter IV, Articles 47-48, BC regulation § 52.05 (2).

¹⁹ [CARB](#) § 95668(f)(6); [Colorado regulation](#) § XVIII.C.2.a (requiring the use of no-bleed controllers wherever “on-site electrical grid power is being used and use of a no-bleed pneumatic controller is economically and technically feasible.”).

²⁰ [CARB](#) § 95667(a)(62).

²¹ WY Permitting Guidance § 11; [CARB](#) § 95668(e)(5).

²² Id.

²³ EPA CTGs § 6.4; BLM Waste Rule § 3179.201(a)(1); [Wyoming Nonattainment Area Regulations](#), § 6(f); [CARB](#), §§ 95668(e)(2)(A)(1); ECCC § 37(2), BC regulation § 52.05 (3)-(4) (no-bleed applies to both gas processing and sizable compressor stations).

²⁴ [CARB](#) § 95668(e)(5)(A), 95667(a)(62); [Wyoming Nonattainment Area Regulations](#), § 6(f).

metros cúbicos estándar por hora en un plazo no mayor a 14 días a partir de que haya sido detectado.²⁵

Control documental

- Documentación que establezca la tasa de purga de gas natural o, si la tasa de purga es cero, documentación sobre el tipo de controlador neumático utilizado.²⁶ Los registros debe ser guardados por lo menos durante 5 años.²⁷

Informes

- Informe anual que demuestre el cumplimiento y registre las desviaciones acompañado de una certificación de certeza, exactitud y veracidad del informe firmado por un funcionario designado²⁸.

Controladores neumáticos de venteo intermitente

Requisito de control

- Nuevos controladores. Los controladores en todos los sitios nuevos deben ser sin purga.²⁹ Para los nuevos controladores instalados en sitios existentes, el 90% de los controladores nuevos deberán ser sin purga o en su caso las emisiones de los controladores deberán dirigirse a un sistema de recuperación de vapores o hacia un dispositivo de combustión.³⁰
- Controladores existentes. En las estaciones de compresores grandes o centros de procesamiento de gas natural, los controladores deben ser sin purga.³¹ En los sitios donde se encuentren pozos, los controladores deben ser sin purga o no deben ventear gas natural cuando están inactivos, lo anterior se debe verificar mediante la revisión del dispositivo durante la detección y reparación de fugas;³² y
 - Emitir menos de 0.17 metros cúbicos por hora³³, y
 - Para controladores de nivel en separadores de aceite / gas / agua en pozos, si el controlador se activa más de una vez durante un intervalo de 15 minutos, el operador debe usar un regulador diseñado para minimizar el venteo por activación, o ajustar la frecuencia de activación (incluso modificando la configuración del separador, si es necesario) para garantizar que el tiempo entre activaciones sea superior a 15 minutos³⁴

Supervisión

- Inspeccionar los dispositivos neumáticos intermitentes como parte de LDAR para garantizar que el dispositivo no tenga emisiones detectables entre activaciones.³⁵

Control documental

- Mantener, durante al menos cinco años a partir de la fecha de cada inspección, un registro de reparación de fugas de componentes, incluyendo su concentración.³⁶

²⁵ [CARB](#) § 95668(e)(2)(A)3-4.

²⁶ [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5390a; [ECCC](#) § 38; [CARB](#) § 95668(e)(2)(A)5.

²⁷ [CARB](#) § 95672 (12).

²⁸ Wyoming Permitting Guidance (compliance requirements for well blowdown BMP requirements); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420(c)(1) (EPA requirements for gas well completions); [Colorado regulation](#) § XVII.F.9.f.

²⁹ BC regulation § 52.05 (2).

³⁰ Alberta regulation § 8.6.1 (1).

³¹ BC regulation § 52.05 (3).

³² [CARB](#), § 95668(e)(3); Wyoming Permitting Guidance at 11. BC regulation § 52.05 (3)-(4) (all gas processing plants and large compressor stations, other types new facilities only).

³³ BC regulation § 52.05 (4)(a); [Wyoming Nonattainment Area Regulations](#), § 6(f).

³⁴ Alberta regulation § 8.6.1 (6)(b).

³⁵ [CARB](#) § 95668(e)(3).

³⁶ [CARB](#) § 95672 (18).

- Documentación que compruebe la tasa de purga de gas natural³⁷.

Informes

- Informe anual que demuestre el cumplimiento y registre las desviaciones acompañado de una certificación de certeza, exactitud y veracidad del informe firmado por un funcionario designado.³⁸

Bombas neumáticas

Requisito de control

- Nuevas y existentes: utilice una bomba eléctrica (solar) sin purga o dirija las emisiones a sistema de recuperación de vapores.³⁹
- Monitorear cualquier bomba neumática accionada por gas natural, el sistema de recuperación de vapores y el dispositivo de combustión como parte del LDAR.⁴⁰

Informes

- Informe anual que demuestre el cumplimiento y registre las desviaciones acompañado de una certificación de certeza, exactitud y veracidad del informe firmado por un funcionario designado.⁴¹

Descarga de líquidos

Requisito de control

- Pozos nuevos: Se prohíbe la liberación de líquidos provenientes del pozo debido a la presión del gas donde el gas se ventea a la atmósfera.⁴²
- Pozos existentes: requieren que los pozos existentes utilicen cualquier medio para crear presión diferencial y descargar los líquidos de un pozo sin venteo.⁴³ Si estos métodos no tienen éxito en la descarga de líquidos del pozo, el gas del pozo se puede liberar a la atmósfera. Los operadores deben permanecer en el sitio durante cualquier evento de descarga de líquidos para garantizar que cualquier liberación a la atmósfera se limite a no más de lo que sea prácticamente necesario.⁴⁴

Control documental

- Los operadores deben conservar registros de la causa, fecha, hora, duración y estimación del volumen de cada evento de venteo.⁴⁵

³⁷ [EPA NSPS OOOO](#) §§ 60.5390(c)(1), 5420(b)(5)(i).

³⁸ Wyoming Permitting Guidance (compliance requirements for well blowdown BMP requirements); [EPA NSPS OOOOa](#), § 60.5420a(c)(1) (EPA requirements for gas well completions); [Colorado regulation](#), § XVII.F.9.f.

³⁹ BLM Waste Rule 3179.202(c); CARB § 95668(e)(4); [Wyoming Nonattainment Area Regulation](#) §6(e); ECCC § 39(1), ASEA § Chapter II, Articles 41-42, BC regulation § 52.06 (1) (applies to pumps operated more than 750 hours in the year).

⁴⁰ CARB § 95668(e)(4).

⁴¹ Wyoming Permitting Guidance (compliance requirements for well blowdown BMP requirements); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420a(c)(1) (EPA requirements for gas well completions); [Colorado regulation](#), § XVII.F.9.f.

⁴² BLM Waste Rule, § 3179.204(a); See also South Coast Air Quality Management District R. 1148.1 (prohibiting venting from oil or gas facility).

⁴³ [Colorado regulation](#), § XVII.H.1.a, ASEA § Chapter IX, Article 66.

⁴⁴ [Colorado regulation](#), § XVII.H.1.a.; BLM Waste Rule § 3179.204(d)(1).

⁴⁵ [Colorado regulation](#), § XVII.H.1.c; 43 C.F.R. § 3179.204(d)(2).

Informes

- Informe anual que demuestre el cumplimiento y registre las desviaciones acompañado de una certificación de certeza, exactitud y veracidad del informe firmado por un funcionario designado.⁴⁶

Fugas de equipos

Aplicable a pozos, estaciones de compresión, tanques de almacenamiento y estabilización y centros de procesamiento de gas.

Requisito de control

- Inspección en un plazo no mayor a 30 días posterior al inicio de operaciones.⁴⁷
- LDAR: Realice inspecciones trimestrales⁴⁸ de componentes de acuerdo con el método de referencia 21,⁴⁹ de la EPA de EE. UU. utilizando un dispositivo óptico de detección de gas por imágenes o un dispositivo alternativo aprobado que sea igual o más eficaz para detectar fugas.⁵⁰
 - Componentes significa cualquier componente que tenga el potencial de emitir emisiones fugitivas de metano o COV, incluyendo pero no limitado a⁵¹ una válvula, unión, brida, conexión roscada, drenaje de proceso, empaquetadura, válvula alivio de presión y vacío, tubería, diafragma, escotilla, ventana de inspección, medidor, línea abierta, dispositivo neumático de purga continua o intermitente, bomba neumática accionada por gas natural, sello húmedo del compresor centrífugo o empaque o sello de la vástago del compresor alternativo, dispositivos de combustión y sistemas de recuperación de vapores.⁵²
- Llevar a cabo inspecciones de auditivas, visuales u olfativas mensualmente,⁵³ O diariamente para las instalaciones que se visitan diario y semanalmente para las instalaciones que no se visitan a diario.⁵⁴
- Reparar todas las "emisiones fugitivas" dentro de los 5 días hábiles posteriores al descubrimiento, a menos que el componente sea un *componente crítico* que no se puede reparar sin detener las operaciones.⁵⁵ Si el componente es un *componente crítico* que no se puede reparar sin detener las operaciones, los operadores deben minimizar la fuga en un plazo de un día, después de la detección y reparar la fuga al final del próximo paro programado o dentro de un año, lo que ocurra primero.⁵⁶
 - Las emisiones fugitivas son

⁴⁶ Wyoming Permitting Guidance (compliance requirements for well blowdown BMP requirements); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420a(c)(1) (EPA requirements for gas well completions); Colorado Regulation, § XVII.F.9.f.

⁴⁷ [Colorado Regulation](#), § XVII.F.4.a; [EPA NSPS OOOOa](#) 60.5397a(f)(1).

⁴⁸ [Colorado Regulation](#), § XVII.F.4.a; CARB § 95669(g); Draft Pennsylvania General Permits § K (1)(b); Ohio General Permits 12.1(C)(5)(c)(2), 12.2(C)(5)(c)(2); Wyoming Permitting Guidance at 22; [Wyoming Nonattainment Area Regulations](#) § (6)(g)(1)(a); Utah General Approval Order, II.B.10, ASEA § Chapter XI, Article 71.

⁴⁹ [CARB](#) § 95669(g).

⁵⁰ BLM Waste Rule § 3179.302(a); [EPA NSPS OOOOa](#) § 50.5397a(a), ASEA § Chapter XI, Article 73.

⁵¹ 60 C.F.R. § 60.5430a.

⁵² [CARB](#) § 95667(a)(9); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5430a.

⁵³ [Colorado Regulation](#), § XVII.F.4.

⁵⁴ [CARB](#) §§ 95669(e)

⁵⁵ [Colorado Regulation](#), § XVII.F.7.a; CARB §§ 95669(h)(2).

⁵⁶ [CARB](#) § 95669(h)(3); [Colorado Regulation](#), § XVII.F.5.b (establishing when it is unsafe to monitor components).

- Es cualquier emisión visible durante una inspección con un dispositivo óptico de detección de gas por imágenes.⁵⁷
- Para las inspecciones del Método 21, cualquier concentración de hidrocarburos por encima de 500 ppm en la que se utilice un instrumento aprobado.⁵⁸

Supervisión

- Cada componente reparado o reemplazado debe ser inspeccionado nuevamente tan pronto como sea posible para garantizar que no haya fugas, a más tardar 15 días después del descubrimiento de la fuga.⁵⁹

Control documental

- Se deben conservar los registros que documenten los resultados de las inspecciones, incluyendo la identificación del número de fugas por componente, fecha de inspección y fechas de reparaciones, fecha de nueva inspección para verificar la reparación, lista de componentes que presentan algún problema para monitorear y *componentes críticos* en la lista de reparaciones retrasadas y plan para monitorear dichos componentes.⁶⁰

Informes

- Debe presentarse un informe anual que incluya el número total de instalaciones inspeccionadas, número total de inspecciones, número total de fugas identificadas, por componente y tipo de instalación, número total de fugas reparadas y número total de fugas en la lista de reparación retrasada,⁶¹ acompañadas de una certificación de la certeza, exactitud y veracidad del informe firmado por un funcionario designado.⁶²

Deshidratadores de glicol

Requisito de control

- Los operadores deben controlar las emisiones de metano y COV de deshidratadores de glicol nuevos y existentes en un 98%.⁶³

Supervisión

- Inspeccionar el deshidratador de glicol y el sistema de recuperación de vapores o el dispositivo de control como parte de LDAR.⁶⁴

Informes

- Informe anual que demuestre el cumplimiento y registre las desviaciones acompañado de una certificación de certeza, exactitud y veracidad del informe firmado por un funcionario designado.⁶⁵

⁵⁷ [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5397a(a); [Colorado Regulation](#), § XVII.F.4.

⁵⁸ [Colorado Regulation](#), § XVII.F.6(a).

⁵⁹ [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5397a(j)(2).

⁶⁰ [Colorado Regulation](#), § XVII.F.4, ECCC § 53.

⁶¹ [Colorado Regulation](#), § XVII.F.10

⁶² [Colorado Regulation](#), § XVII.F.10.g, ASEA § Chapter XI, Article 84.

⁶³ Wyoming Permitting Guidance at 25 (requiring all new dehydrators to control emissions by 98%); [Wyoming Nonattainment Area Regulations](#) § 6(d)(1)(A); [Colorado Regulation](#), § XVII.D.3. Some states set a control threshold below which operators are not required to install controls. This threshold varies, and is dependent on a number of factors including whether or not a control device is already present at the site, the cost of installing a new device, and the emissions potential from the dehydrators.

⁶⁴ [CARB](#) § 95668(d)(3)(A) (components on driver engines and compressors are subject to LDAR).

⁶⁵ Wyoming Permitting Guidance (compliance requirements for well blowdown BMP requirements); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420(c)(1) (EPA requirements for gas well completions); [Colorado Regulation](#), § XVII.F.9.f.

Sellos de compresores centrífugos

Requisito de control

- Compresores centrífugos nuevos y existentes con sellos húmedos: requieren que los operadores dirijan las emisiones de la unidad de desgasificación de aceite a un sistema de recuperación de vapores (incluyendo desviar de las emisiones a la entrada del compresor) o a un dispositivo de combustión. Alternativamente, los operadores pueden diseñar / modernizar el compresor usando sellos secos.⁶⁶

Supervisión

- Inspeccionar el compresor, sellos húmedos, válvulas de aislamiento, sistema de recuperación de vapores o dispositivo de control como parte de LDAR.⁶⁷

Informes

- Informe anual que demuestre el cumplimiento y registre las desviaciones acompañado de una certificación de certeza, exactitud y veracidad del informe firmado por un funcionario designado.⁶⁸

Empaquetadura del vástago de compresores alternativos

Requisito de control

- Nuevo y existente: Desviar las emisiones de los tubos de descarga de emisiones para liberar gas del vástago a un sistema de recuperación de vapores (incluyendo los sistemas que envían emisiones a las tomas de aire o de combustible del motor del compresor) o, si no es factible, a un dispositivo de combustión.⁶⁹

Supervisión

- Inspeccionar el compresor, los sellos del compresor, el empaque del vástago y el sistema de recuperación de vapores o dispositivo de control como parte del LDAR.⁷⁰

Informes

- Informe anual que demuestre el cumplimiento y registre las desviaciones acompañado de la certificación de certeza, exactitud y veracidad del informe firmado por un funcionario designado.⁷¹

Tanques de almacenamiento de líquidos: *pérdidas por vaporización de gas (flasheo), pérdidas por “trabajo” y “respiración”*

Requisitos de control

- Requiere que los operadores conduzcan las emisiones, incluyendo todas las emisiones de gas flash, y debidas a pérdidas por trabajo o por respiración, ya sea a un sistema de recuperación de vapores o en algunos casos a un dispositivo de combustión.⁷²

⁶⁶ [CARB](#) § 95668(d)(5),(7); [EPA NSPS OOOOa](#) §§ 5380(a)(1)-(2); 5380a(a)(1)-(2); Draft Pennsylvania General Permits, 5, § H (1)(a); ECCC § 18(2). ASEA § Chapter III, Articles 43-44.

⁶⁷ [CARB](#) § 95668(d)(3).

⁶⁸ Wyoming Permitting Guidance (compliance requirements for well blowdown BMP requirements); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420a(c)(1) (EPA requirements for gas well completions); [Colorado regulation](#), § XVII.F.9.f.

⁶⁹ [CARB](#) § 95668(c)(3)(C); Ohio General Permits 17.1 Template C.1.(b)(1); Draft Pennsylvania General Permit, 5 § G (1)(a)(ii); [CARB](#) § 95668(c); 79 Fed. Reg. 41752 (July 17, 2014); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420a(c).

⁷⁰ [CARB](#) § 95668(c)(3)(A), (4)(A).

⁷¹ Wyoming Permitting Guidance (compliance requirements for well blowdown BMP requirements); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420a(c)(1) (EPA requirements for gas well completions); [Colorado regulation](#) § XVII.F.9.f.

⁷² [Colorado regulation](#), § XVII.C.1.b, c; [Wyoming Nonattainment Area Regulations](#), § 6(c)(1)(a). Some states set a control threshold below which operators are not required to install controls. This threshold varies, and is dependent on a number of factors including whether or not a control device is already present at the site, the cost of installing a new device, and the emissions potential from the storage tanks. For example, Pennsylvania

- Se prohíbe la liberación de las emisiones de hidrocarburos de las escotillas y otros puntos de acceso en los tanques durante la operación normal.⁷³
- Requiere que los operadores de tanques controlados que evalúen sus sistemas de control de emisiones en los tanques y certifiquen que cada sistema está diseñado y es adecuado para capturar todo el gas flash, pérdidas por trabajo y por respiración en los tanques.⁷⁴

Supervisión

- Exigir al menos inspecciones auditivas-visuales-olfatorias (AVO) mensuales de los tanques y dispositivos de control para garantizar que las emisiones se dirijan a las unidades de control y que los quemadores funcionen tal como fueron diseñados.⁷⁵
- Monitorear los tanques de almacenamiento, los puntos de acceso, los sistemas de recuperación de vapores y los equipos de combustión como parte de LDAR.⁷⁶
- Si alguno de los tanques está exento del requisito de instalar equipos de control de emisiones, realizar pruebas de análisis flash cada año en estos tanques para estimar las emisiones anuales de metano de los tanques y evaluar si la exención sigue estando justificada.⁷⁷

Control documental

- Conservar registros de las inspecciones visuales y AVO mensuales.⁷⁸

Informes

- Informe anual que demuestre el cumplimiento y registre las desviaciones acompañado de una certificación de certeza, exactitud y veracidad del informe firmado por un funcionario designado.⁷⁹

Tuberías, válvulas y sistema de conexión de muestreo

Requisitos de control

- Cada válvula o tubería debe contar con una tapa, brida ciega, tapón o segunda válvula. Alternativamente, los operadores pueden tratar estas válvulas y líneas como componentes fugitivos e incluirlos en el programa LDAR.⁸⁰
- Cada sistema de conexión de muestreo debe estar equipado con un sistema de circulación cerrado, descarga o purga.⁸¹

requires control of gas from any new tank with potential VOC emissions above 2.45 metric tons per year, while California requires control of any tank (new or existing) with methane emissions above 10 metric tons. [Pennsylvania General Permit](#) 5A, § E(1)(c); [CARB](#), § 95668(a)(6)-(7). ASEA § Chapter VII, Articles 58-59. Any threshold approach should apply the threshold to the total flash emissions from all of the tanks on the site, not individual tanks. Note that methods must be defined for assessment of whether emissions are above or below the threshold for control. See [CARB](#), § 95668(a)(5).

⁷³ Other potential language could include “hatches shall be closed at all times except during sampling, adding of process material through the hatch, or attended maintenance operations.” Ventura County R. 74.10.C.1, ASEA § Chapter VII, Article 61.

⁷⁴ [Colorado regulation](#), § XVII.C.2.

⁷⁵ [Colorado regulation](#), § XVII.C.1, ASEA § Chapter VII, Article 62.

⁷⁶ [Colorado regulation](#), § XVII.C.2.b.

⁷⁷ [CARB](#) § 95668(a)(3)-(5).

⁷⁸ [Colorado regulation](#), § XVII.C.4, XVII.F.

⁷⁹ Wyoming Permitting Guidance (compliance requirements for well blowdown BMP requirements); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420a(c)(1) (EPA requirements for gas well completions); [Colorado regulation](#) § XVII.F.9.f.

⁸⁰ [Colorado regulation](#), § XVII.B.3.a.

⁸¹ Ohio General Permits, 12.1.C.5.d.3.b.

Purga del compresor

Requisitos de control

- Nuevo: El compresor se diseñará de modo que gas del compresor no se libere a la atmósfera mediante los respiraderos de purga. Este requisito puede cumplirse con un diseño que capture el 100% de los gases de estas fuentes y los dirija a un sistema de recuperación de vapores o, si no es factible, a un dispositivo de combustión. Los requisitos de diseño anteriores deben cumplirse en todo momento en que haya presión en la válvula de aislamiento de alimentación o descarga, incluyendo los períodos de apagado intermitente o prolongado del compresor.⁸²

Supervisión

- Inspeccionar el compresor, el sistema de recuperación de vapores y el equipo de combustión como parte de LDAR.

Control documental

- Mantener registros de la cantidad de eventos de purga, volumen de gas emitido por todos los eventos de purga del compresor cada mes, en pies cúbicos estándar (scf); fracción molar de cada componente de CH₄ en la corriente de gas usando un análisis representativo; y la suma total de 12 meses del volumen de gas natural liberado por todos los eventos de purga del compresor, en scf.⁸³

Informes

- Informe anual que demuestre el cumplimiento y registre las desviaciones acompañado de una certificación de certeza, exactitud y veracidad del informe firmada por un funcionario designado.⁸⁴

Limpieza con diablo

Requisitos de control

- Durante las actividades de limpieza, el operador debe limitar las emisiones de metano mediante el uso de un sistema de recuperación de vapores, o si no es factible, utilizando un dispositivo de combustión.⁸⁵

Control documental

- Registrar fecha y hora de venteo,⁸⁶ y volumen de gas liberado⁸⁷.

Informes

- Informe anual que demuestre el cumplimiento y registre las desviaciones acompañado de una certificación de certeza, exactitud y veracidad del informe firmado por un funcionario designado.⁸⁸

Terminación de pozos de petróleo y gas natural después de la fractura hidráulica

Requisitos de control

⁸² Ohio General Permits, 17.1.C.3.

⁸³ Ohio General Permits, 17.1.C.1.d.2.

⁸⁴ Wyoming Permitting Guidance (compliance requirements for well blowdown BMP requirements); EPA NSPS OOOOa § 60.5420(c)(1) (EPA requirements for oil or gas well completions following hydraulic fracturing); Colorado regulation § XVII.F.9.f.

⁸⁵ Ohio General Permits, 21.1.C.1.b. (sets a VOC threshold for this requirement, however if an existing control system is onsite, no such threshold is necessary).

⁸⁶ Ohio General Permits, 21.1.C.1.b.

⁸⁷ Wyoming Permitting Guidance (compliance requirements for well blowdown BMP requirements)

⁸⁸ Wyoming Permitting Guidance (compliance requirements for well blowdown BMP requirements); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420a(c)(1) (EPA requirements for oil or gas well completions); [Colorado regulation](#) § XVII.F.9.f.

- Durante la etapa inicial, el propietario u operador de un pozo de petróleo o gas dirigirá el fluido de retorno a uno o más tanques de almacenamiento y comenzará la operación de un separador;
- Durante la etapa de separación del fluido de retorno, el propietario u operador de un pozo de petróleo o gas deberá encaminar todos los líquidos recuperados del separador a uno o más tanques de almacenamiento, reinyectar los líquidos en el pozo u otro pozo o conducir los líquidos recuperados a un sistema de recolección. El propietario u operador de un pozo de petróleo o gas natural deberá conducir el gas recuperado del separador a una línea de flujo de gas o sistema de recolección, usar el gas recuperado como fuente de combustible en el sitio o usar el gas recuperado para otro propósito útil;
- El propietario u operador de un pozo de petróleo o gas deberá dirigir todo el gas recuperado a la línea de flujo de gas tan pronto como sea posible o el pozo se debe cerrar para conservar el gas. En los casos en que el gas recuperado no pueda dirigirse a la línea de flujo, el propietario u operador de un pozo de petróleo o gas deberá capturar y dirigir el gas recuperado a un dispositivo de combustión, excepto en condiciones que puedan ocasionar un incendio o explosión o cuando el calor generado en un dispositivo de combustión pueda afectar negativamente los cuerpos de agua próximos;
- El propietario u operador de un pozo de petróleo o gas tiene el deber general de maximizar de manera segura la recuperación de recursos y minimizar las liberaciones a la atmósfera durante la etapa en dónde regresa a la superficie el fluido de retorno así como durante el inicio de la producción de hidrocarburos.⁸⁹
- Notificar al regulador a más tardar dos (2) días antes del comienzo de cada operación de terminación de pozo y proporcionar la ubicación del pozo y la fecha prevista para su concluir su terminación.⁹⁰

Notificación

- El propietario u operador de un pozo de petróleo o gas deberá enviar una notificación al regulador a más tardar dos (2) días antes del comienzo de cada operación de terminación de pozo, debe proporcionar la fecha estimada de terminación del pozo, el número y ubicación del pozo, el número de contacto del propietario u operador y la fecha de inicio de producción del fluido de retorno.⁹¹

Control documental

- Registrar cada operación de terminación de pozo en cada pozo de petróleo o gas con operaciones de fractura hidráulico que especifique lo siguiente: ubicación, fecha, hora y duración de la terminación, duración de la combustión y descarga, si las hubiera, y razones específicas para el venteo de gas natural en lugar de su captura o combustión.⁹²

Informes

- Informe anual que demuestre el cumplimiento y registre las desviaciones acompañado de una certificación de certeza, exactitud y veracidad del informe firmado por un funcionario designado.⁹³

⁸⁹ [EPA NSPS 0000a](#) § 60.5375a(a)(1)-(4).

⁹⁰ [EPA NSPS 0000a](#) at § 60.5410a

⁹¹ [EPA NSPS 0000a](#) at § 60.5420a(a)(2);

⁹² [EPA NSPS 0000a](#) at § 60.5375a(b).

⁹³ [EPA NSPS 0000a](#) at § 60.5420a(c)(1),

Definiciones

Componente crítico: se refiere a un componente que para ser reemplazado obligaría al paro de actividades críticas. Una actividad o proceso crítico es aquel que debe mantenerse operando para no afectar la seguridad o continuidad de los sistemas de producción, procesamiento, transporte y distribución de gas natural.

Dispositivo de combustión: se refiere a un equipo con una eficiencia de destrucción de diseño de por lo menos 98% para hidrocarburos y equipada con encendido automático.

Estación de compresión grande: se refiere a una estación en dónde la potencia de todos los compresores equivale a tres o más megawatts.

Pérdidas por respiración se refiere al gas que se libera de un tanque sin ningún control cuando la temperatura varía, por ejemplo debido a los cambios diarios y estacionales.

Pérdidas por trabajo: se refiere al gas que se libera cuando los niveles de crudo o condensado incrementan y el gas en la parte superior del tanque es desplazado afuera.

Pérdidas por vaporización (flasheo): se refiere al gas disuelto que contiene el petróleo crudo, condensado o agua producida bajo presión que a su vez se libera cuando los líquidos sufren una disminución en la presión a la que están sometidos. Por ejemplo cuando los líquidos fluyen de un yacimiento subterráneo a un tanque de almacenamiento en la superficie a presión atmosférica.

Sistema de recuperación de vapores: es un equipo cuyo objetivo es recuperar los vapores formados dentro de los tanques, separadores y otros equipos y enviarlos al sistema de líneas de gas para su procesamiento, venta, consumo en sitio o para su inyección en un pozo.