

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

Febrero de 2026



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

Introducción

Este documento proporciona:

- A. Una breve descripción de las regulaciones más importantes sobre contaminantes atmosféricos y climáticos del sector petróleo y gas natural elaboradas por gobiernos a nivel nacional y local.
- B. Una lista de las "mejores regulaciones" recomendadas para cada uno de los principales tipos de equipos/fuentes de emisiones específicas, elegidas entre las reglamentaciones vigentes.

Este documento no tiene el propósito de servir de ninguna manera como un análisis jurídico.

Este documento solamente fue elaborado con el propósito de presentar a los lectores los enfoques regulatorios más efectivos y documentarlos. Si bien actualizamos periódicamente este documento de acuerdo a los cambios regulatorios, dada la gran cantidad de jurisdicciones incluidas y el ritmo relativamente rápido de desarrollo y evolución de estas regulaciones, los lectores deben comprender que partes del documento pueden estar desactualizadas.

Este documento fue preparado originalmente por Elizabeth Paranhos (Delone Law Inc.), Environmental Defense Fund y Clean Air Task Force, y ha sido actualizado por Clean Air Task Force.

Introducción	1
Descripción general de las regulaciones del sector petróleo y gas	3
Regulaciones nacionales	3
Estados Unidos	3
Canadá	6
Unión Europea	7
México	7
Nigeria	8
Colombia	9
Noruega	9
Regulaciones estatales / provinciales	10
Recomendaciones para cada fuente	13



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

<i>Escape de combustión</i>	<i>14</i>
<i>Controladores neumáticos (también llamados controladores de proceso)..</i>	<i>14</i>
<i>Bombas neumáticas</i>	<i>16</i>
<i>Descarga de líquidos.....</i>	<i>18</i>
<i>Fugas de equipos.....</i>	<i>18</i>
<i>Deshidratadores.....</i>	<i>21</i>
<i>Compresores centrífugos</i>	<i>22</i>
<i>Compresores alternativos (reciprocantes)</i>	<i>23</i>
<i>Tanques de almacenamiento de líquidos: pérdidas por vaporización de gas (flasheo), pérdidas por “trabajo” y “respiración”</i>	<i>24</i>
<i>Tanques de almacenamiento de líquidos: Sistemas de Medición.....</i>	<i>26</i>
<i>Tanques de almacenamiento de líquidos: Transporte por camión cisterna .</i>	<i>27</i>
<i>Tuberías abiertas, válvulas y sistema de conexión de muestreo</i>	<i>28</i>
<i>Purga del compresor.....</i>	<i>28</i>
<i>Limpieza con diablo</i>	<i>29</i>
<i>Terminación de pozos de petróleo y gas natural después de la fractura hidráulica</i>	<i>30</i>
<i>Venteo y Quema de Gas Natural Asociado</i>	<i>32</i>
<i>Costa afuera.....</i>	<i>35</i>
<i>Programa de respuesta a superemisores.....</i>	<i>36</i>
<i>Pozos inactivos, pozos taponeados temporalmente, y pozos taponeados y abandonados permanentemente</i>	<i>37</i>
<i>Definiciones</i>	<i>39</i>



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

Descripción general de las regulaciones del sector petróleo y gas

Las jurisdicciones nacionales y locales en Canadá, Colombia, los EE. UU., México, Nigeria y la Unión Europea 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 a Argentina, Ecuador, Brasil y Ghana. 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 sólo 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 2024, la Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. (US EPA) publicó una regulación sobre el metano para las fuentes de petróleo y gas nuevas y existentes, estableciendo una de las regulaciones nacionales más estrictas del mundo. Esta norma se vio reforzada por un fuerte incentivo económico en el marco del Programa de Reducción de Emisiones de Metano (MERP, por sus siglas en inglés), como parte de la Ley de Reducción de la Inflación (IRA, por sus siglas en inglés), que introdujo el Impuesto sobre las Emisiones Residuales (WEC, por sus siglas en inglés) y la obligación de actualizar los requisitos de informes de emisiones de metano.² [Estas regulaciones estaban en proceso de

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

² *Waste Emissions Charge for Petroleum and Natural Gas Systems: Procedures for Facilitating Compliance, Including Netting and Exemptions*, 89 Fed. Reg. 16,820 (Nov. 18, 2024). Disponible en: <https://www.federalregister.gov/documents/2024/11/18/2024-26643/waste-emissions-charge-for-petroleum-and-natural-gas-systems-procedures-for-facilitating-compliance>

derogación y/o aplazamiento debido a un cambio en la administración estadounidense en el momento de actualizar este compendio de regulaciones en 2025; todas las medidas se discuten en tiempo presente, a menos que se indique lo contrario].



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

Tal y como se aprobó en la IRA, el WEC entró en vigor en 2024, con una tasa inicial de 900 dólares por tonelada métrica de metano emitida por el sector de petróleo y gas, que aumentó a 1200 dólares por tonelada métrica en 2025 y se fijó en 1500 dólares por tonelada métrica en 2026 y años posteriores. La EPA finalizó una norma para aplicar el impuesto sobre las emisiones residuales en 2024,³ pero dicha norma fue rechazada por el Congreso el 14 de marzo de 2025, de conformidad con la Ley de Revisión del Congreso, y por lo tanto se han eliminado las normas de implementación.⁴ Además, la entrada en vigor del impuesto sobre las emisiones residuales se pospuso hasta el año 2034 tras la aprobación de la Ley “One Big Beautiful Bill” en 2025.

Las normas finales de la EPA para fuentes nuevas y existentes exigen programas integrales de detección y reparación de fugas (LDAR, por sus siglas en inglés), con frecuencias de control obligatorias que varían según el tipo de instalación.⁵ Un componente importante de los requisitos de 2024 es el Programa de Superemisores (SEP, por sus siglas en inglés), que permite a terceros certificados utilizar tecnología avanzada de teledetección para detectar grandes fugas de metano y notificarlas a la EPA, que verificará la fuente y luego notificará al propietario u operador correspondiente. Dicha notificación establece la obligación de investigar y reparar las emisiones en un plazo determinado. Además, los requisitos de 2024 establecieron un estándar de cero emisiones para todos los controladores que entró en vigor en mayo de 2025, y una prohibición gradual de la quema rutinaria de gas asociado para las nuevas fuentes que se debe cumplir a más tardar en mayo de 2026.

³ *Waste Emissions Charge for Petroleum and Natural Gas Systems: Procedures for Facilitating Compliance, Including Netting and Exemptions*, 89 Fed. Reg. 91,094 (Nov. 18, 2024). Disponible en: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2024-11-18/pdf/2024-26643.pdf> (accesado por última vez Oct. 15, 2025).

⁴ *Congressional Review Act Revocation of Waste Emissions Charge for Petroleum and Natural Gas Systems: Procedures for Facilitating Compliance, Including Netting and Exemption*, 90 Fed. Reg. 21225 (May 19, 2025). Disponible en: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2025-05-19/pdf/2025-08688.pdf> (accesado por última vez Oct. 15, 2025).

⁵ *Standards of Performance for New, Reconstructed, and Modified Sources and Emissions Guidelines for Existing Sources: Oil and Natural Gas Sector Climate Review*, 89 Fed. Reg. 16,820 (Mar. 8, 2024). Disponible en: [https://www.federalregister.gov/documents/2024/03/08/2024-00366/standards-of-performance-for-new-reconstructed-and-modified-sources-and-emissions-guidelines-for#:~:text=A%20Rule%20by%20the%20Environmental,%2D00366%20\(89%20FR%2016820](https://www.federalregister.gov/documents/2024/03/08/2024-00366/standards-of-performance-for-new-reconstructed-and-modified-sources-and-emissions-guidelines-for#:~:text=A%20Rule%20by%20the%20Environmental,%2D00366%20(89%20FR%2016820)

En julio de 2025, la fecha de entrada en vigor del SEP, junto con las fechas de entrada en vigor de los estándares para controladores, y diversos mecanismos de cumplimiento, se retrasó hasta el 22 de enero de 2027.⁶



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

Antes de la regulación de metano de 2024 de la US EPA, en junio de 2016, la 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, COV precursores de smog y contaminantes atmosféricos tóxicos provenientes de instalaciones de gas y petróleo nuevas, reconstruidas y modificadas en los segmentos de producción, procesamiento, transporte y almacenamiento⁷. 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.⁸

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.⁹

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.¹⁰ En Octubre de 2020 una corte federal de los EE. UU. determinó dejar sin efecto dicha regla.

⁶ *Extension of Deadlines in Standards of Performance for New, Reconstructed, and Modified Sources and Emissions Guidelines for Existing Sources: Oil and Natural Gas Sector Climate Review Final Rule*, 90 Fed. Reg. 35,966 (July 31, 2025). Disponible en: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2025-07-31/pdf/2025-14531.pdf> (accesado por última vez Oct. 15, 2025).

⁷ 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>

⁸ 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>.

⁹ 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>.

¹⁰ 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>.



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

Canadá

El 25 de abril de 2018, el Ministerio de Medio Ambiente y Cambio Climático de Canadá (ECCC, por sus siglas en inglés) publicó estándares robustos a nivel nacional diseñados para reducir las emisiones de metano provenientes de la industria de petróleo y gas natural entre 40% y 45%.¹¹ 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 petróleo y 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 de petróleo y gas, cubriendo tanto las fuentes nuevas como las existentes. Es importante destacar que estas reglas abarcan diferentes partes de la cadena de valor, incluyendo instalaciones de producción 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 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.

¹¹ ECCC. Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector), disponible en: <https://laws-lois.justice.gc.ca/eng/regulations/SOR-2018-66/FullText.html>.



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

Unión Europea

La normativa sobre metano de la Unión Europea (UE) fue iniciada por la Comisión Europea con una propuesta en 2021 para reducir las emisiones de metano del sector energético. La legislación fue objeto de un amplio debate antes de que se alcanzara un acuerdo definitivo en 2023, aprobado por el Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea.¹² Tras su adopción formal en 2024, el reglamento comenzó a aplicarse por fases, y se concedió a los Estados miembros de la UE un período posterior para integrar sus mandatos en sus marcos jurídicos nacionales. La regulación sobre metano de la UE tiene un enfoque político múltiple que impone requisitos estrictos a los sectores de petróleo, gas y carbón, tanto dentro de la UE como a los combustibles fósiles importados. Los pilares fundamentales de la regulación son el monitoreo, informe y la verificación (MRV, por sus siglas en inglés) obligatorios, las campañas de LDAR y la prohibición estricta de la ventilación y la quema no urgentes.

El calendario para las normas de importación es gradual: a partir de 2027, los importadores deberán proporcionar información sobre las emisiones de metano asociadas al petróleo, el gas y el carbón que importen. Posteriormente, en 2028, los importadores de la UE comenzarán a informar sobre la intensidad de metano de los combustibles fósiles importados. A partir de 2030, el reglamento introducirá un límite para la intensidad de metano. Las sanciones por incumplimiento se contemplan en el reglamento y se aplican a nivel de los Estados miembros. La aplicación será una responsabilidad compartida, en la que las autoridades nacionales supervisarán el cumplimiento a nivel nacional, y una nueva base de datos de transparencia del metano servirá de centro colector de todos los datos reportados. Al vincular el acceso a su importante mercado al desempeño verificable en materia de metano, la UE está estableciendo de manera efectiva una nueva norma mundial para la industria de los combustibles fósiles.

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.¹³ Esta regulación abarca toda la cadena de valor de los hidrocarburos (desde la

¹² Regulation (EU) 2024/1787, 2024 O.J. (L 1787) 1. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/reducing-methane-emissions-in-the-energy-sector.html#:~:text=MAIN%20DOCUMENT,RELATED%20DOCUMENTS>

¹³ 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

exploración hasta la distribución) e incluye tanto fuentes existentes como nuevas.



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

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, ductos de transporte, ductos de distribución, tanques, terminación y estimulación de pozos, descarga de líquidos y quema de gas natural. En caso de que la implementación de una medida no se considere 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 LDAR, que debe comenzar cuando se entregue el PPCIEM. Estas inspecciones se deben realizar trimestralmente.

Las instalaciones existentes deben 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 programa de LDAR como de las medidas incluidas en el PPCIEM se realizará anualmente y deberá ser verificado por terceros autorizados.

Nigeria

La Comisión Reguladora para la Exploración y Producción de Petróleo de Nigeria (NUPRC, por sus siglas en inglés) publicó directrices en 2022 para establecer acciones y mecanismos para que los operadores prevengan y controlen la emisión de GEI de las operaciones de exploración y producción de



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

petróleo y gas natural en instalaciones nuevas y existentes.¹⁴ Las directrices fueron diseñadas para: reducir el impacto ambiental e impactos sociales; prevenir el desperdicio de recursos naturales; y apoyar el cumplimiento de los objetivos de mitigación y reducción de emisiones de Nigeria, incluida la eliminación de la quema rutinaria de gas natural asociado para 2030 y una reducción del 60 % de las fugas de metano de las operaciones de petróleo y gas natural al año 2031.

Estas directrices establecen ciertos protocolos que los operadores deben seguir para la detección y reparación de fugas, así como para instalar ciertas clases de tecnología, como quemadores de alta eficiencia de destrucción. Otros elementos centrales de estas directrices incluyen requisitos de inspección y la presentación de informes de inventario de emisiones de metano.

Colombia

El Ministerio de Minas y Energía (MME) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) de Colombia establecieron un marco normativo en 2022, actualizado en 2023, que aborda directamente las emisiones de metano del sector petróleo y gas.¹⁵ El marco regulatorio se desarrolló para apoyar los compromisos climáticos ambiciosos de Colombia, incluida su participación en el Compromiso Global sobre el Metano (Global Methane Pledge),¹⁶ para minimizar el desperdicio de recursos naturales valiosos y para reducir el impacto medioambiental del sector.

Estas regulaciones establecen protocolos específicos que deben seguir los operadores, incluida una prohibición estricta de ventear gas natural durante las fases de exploración y producción, y restricciones a la quema con condiciones específicas y realizadas bajo licencia. Otros principios fundamentales de las directrices incluyen la obligatoriedad de programas de LDAR y la instalación de tecnologías para capturar y utilizar gas, tales como unidades de recuperación de vapor y compresores de sello seco.

Noruega

El Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega, guiado por la Dirección Noruega del Petróleo y la Agencia Noruega de Medio Ambiente, estableció en

¹⁴ Nigerian Upstream Petroleum Regulatory Commission (NUPRC), Guidelines for Management of Fugitive Methane and Greenhouse Gases Emissions in the Upstream Oil and Gas Operations in Nigeria, (Noviembre 2022), disponible en: <https://www.nuprc.gov.ng/wp-content/uploads/2022/11/METHANE-GUIDELINES-FINAL-NOVEMBER-10-2022.pdf>

¹⁵ Colombian Ministry of Mines and Energy (MME) Resolution 40317 of 2023 Res. 40317, Ministerio de Minas y Energía, dic. 21, 2023, D.O. No. 52,624, disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40317_2023.htm

¹⁶ Global Methane Pledge. Disponible en: <https://www.globalmethanepledge.org/>



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

la década de 1970 una política de tolerancia cero con respecto a la quema rutinaria y el venteo de gas mediante la Ley del Petróleo.¹⁷ Esta política fundamental se reforzó en la década de 1990 con la Ley de Control de la Contaminación, que exige permisos y establece límites de emisión.¹⁸ En la década de 2000, la política se reforzó con la imposición de un impuesto sobre el carbono a las emisiones procedentes de las actividades de la industria de petróleo y gas, incluidas las emisiones resultantes de la quema autorizada.¹⁹ Estas regulaciones se diseñaron para conservar los recursos petrolíferos nacionales para uso comercial, reducir el impacto medioambiental y garantizar que la quema sólo se permita por razones de seguridad o durante perturbaciones operativas.

Regulaciones estatales / provinciales

En 2008, el estado de Colorado emitió sus primeras regulaciones para reducir las emisiones de COV provenientes del sector petróleo y gas en áreas con mala calidad del aire. Estas fueron las primeras regulaciones modernas para abordar las emisiones 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, e incluyó un requisito para que los operadores realicen inspecciones periódicas de detección y reparación de fugas. En 2014 se amplió el alcance de la regulación sobre emisiones atmosféricas provenientes del sector petróleo y gas a todo el estado e incluyó específicamente las emisiones de metano, además de los COV. En 2017, Colorado fortaleció aún más sus estándares, particularmente en las partes del estado que presentan problemas de calidad del aire. Asimismo, en 2020 y 2021, Colorado fortaleció aún más sus reglas al prohibir el venteo y quema de gas natural asociado de forma rutinaria, endureciendo significativamente las reglas para los controladores neumáticos, siendo más estrictos para capturar las emisiones de las terminaciones y reparaciones de pozos, y endureciendo otros aspectos de las regulaciones. En 2025, la norma se actualizó nuevamente para exigir la eliminación total de los controladores neumáticos impulsados por gas natural en los sitios de producción de petróleo y gas para 2029.²⁰ Un programa de intensidad de metano, desarrollado y aplicado por la Comisión de Control de la Calidad del Aire de Colorado (AQCC, por sus siglas en inglés) y el Departamento de Salud Pública y Medio Ambiente de

¹⁷ Norwegian Petroleum Act. Disponible en: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1996-11-29-72?q=petroleum+flaring>

¹⁸ Norwegian Action Protection against Pollution and Waste (Pollution Act). Disponible en: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1981-03-13-6>

¹⁹ Norwegian Carbon Tax. Disponible en: <https://www.skatteetaten.no/en/business-and-organisation/vat-and-duties/excise-duties/about-the-excise-duties/mineral-product/>

²⁰ Colorado Department of Public Health and Environment, Colorado takes action to further reduce methane emissions from oil and gas operations (Feb. 21, 2025). Disponible en: <https://cdphe.colorado.gov/press-release/colorado-takes-action-to-further-reduce-methane-emissions-from-oil-and-gas-operations>



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

Colorado (CDPHE, por sus siglas en inglés), comenzó a tomar forma con la adopción de sus normas básicas de intensidad de GEI en 2021. En 2023 se adoptó una norma muy importante de seguimiento que define cómo los operadores deben verificar sus emisiones mediante mediciones directas. El programa de intensidad de metano comenzó oficialmente su implementación por fases en 2025, y a partir de este año los operadores están limitados a un nivel específico de emisiones de metano por barril de petróleo y gas equivalente (BOE, por sus siglas en inglés) que producen. Este límite de intensidad se volverá progresivamente más estricto, con una norma de emisiones por BOE aún más baja establecida para 2027 y un límite final más estricto en 2030.²¹

En 2013, el Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania (PA DEP, por sus siglas en inglés) 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).²²

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.²³

En 1997 el Departamento de Calidad Ambiental de Wyoming (WYDEQ, por sus siglas en inglés) 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 dónde existen problemas importantes de calidad del aire con ozono troposférico.

²⁴ En 2015 WYDEQ desarrolló un reglamento para fuentes nuevas y existentes

²¹ Colorado Regulation, 5 Colo. Code Regs. 1001-22 (2024), disponible en: <https://cdphe.colorado.gov/oil-and-gas-greenhouse-gas-intensity-program>

²² 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>.

²³ 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://downloads.regulations.gov/EPA-R08-OAR-2015-0709-0052/content.pdf>.

²⁴ Wyoming DEQ, Air Quality Division, Chapter 6, Section 2 Permitting Guidance (“Wyoming Permitting Guidance”) disponible en <https://drive.google.com/file/d/1IbN-U0sDMDsYjhaPwwf1GnFX1avKsIdv/view?usp=sharing>.

específicas para una zona específica, llamada Upper Green River Non-Attainment Area.²⁵



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

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.²⁶

En 2017, la Agencia de Protección Ambiental de Ohio publicó Permisos Generales de Operación para estaciones de compresión de gas natural nuevas y modificadas.²⁷

En 1997, la Comisión de Calidad Ambiental de Texas (TCEQ, por sus siglas en inglés) publicó normas para controlar las emisiones de COV de los equipos y operaciones de petróleo y gas.²⁸

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.²⁹

En diciembre de 2018, la Comisión de Petróleo y Gas de la 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.³⁰

En mayo de 2021, la División de Conservación de Petróleo (OCD, por sus siglas en inglés) del Departamento de Energía, Minerales y Recursos Naturales de Nuevo México (EMNRD, por sus siglas en inglés) emitió una regulación que

²⁵ 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

²⁶ 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>.

²⁷ Ohio Environmental Protection Agency, General Permits, (“Ohio General Permits”), disponible en: <https://epa.ohio.gov/divisions-and-offices/air-pollution-control/permitting/general-permits-natural-gas-compressor-stations-and-similar-facilities>.

²⁸ 30 Texas Administrative Code (TAC) §106.492(c)

²⁹ 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.

³⁰ 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.



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

prohíbe el venteo o quema de gas asociado de manera rutinaria, excluyendo específicamente la falta de gasoductos como una razón para quemar gas, y exigen además que los operadores de petróleo y gas limiten el venteo y la quema por cualquier causa a dos por ciento de la producción de gas natural para fines de 2026.³¹ En agosto de 2022, la Junta de Mejora Ambiental (EIB, por sus siglas en inglés) del Departamento de Energía de Nuevo México publicó regulaciones finales sobre COV y óxidos de nitrógeno (NOx) para las fuentes de producción, procesamiento, compresión y transmisión de petróleo y gas.³²

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 integridad de las instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas natural y gasoductos, 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.

³¹ New Mexico Energy, Minerals and Natural Resources Department (EMNRD) Oil Conservation Division (NM OCD), Title 19, Chapter 15, Park 27 Venting and Flaring of Natural Gas (“NM OCD Flaring Rule”), (25 de mayo de 2021), disponible en: <https://www.emnrd.nm.gov/ocd/wp-content/uploads/sites/6/19.15.27newrule.pdf>.

³² New Mexico Energy Department Environmental Improvement Board, Title 20, Chapter 2, Part 50 Oil And Gas Sector – Ozone Precursor Pollutants (“NM EIB Rule”), (August 5, 2022), disponible en: <https://www.srca.nm.gov/parts/title20/20.002.0050.html>



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

Escape de combustión

- Requisitos de control
 - Si se utiliza un quemador/antorcha u otro *dispositivo de combustión*³³ 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.³⁴
- Requisitos de monitoreo
 - 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.³⁵
- Control documental
 - Los registros de las pruebas de rendimiento, del monitoreo semestral utilizando un analizador portátil, del monitoreo del catalizador, del ajuste del proceso de combustión y de la solicitud de exención deben conservarse durante un período de cinco (5) años y estar disponibles a pedido.³⁶
- Informes
 - El propietario u operador de cada motor de combustión debe presentar un informe anual que contenga una declaración del estado de las pruebas de rendimiento, la fecha en la que se realizaron las pruebas y los resultados; una identificación de cualquier motor puesto en servicio, modificado, reubicado o reemplazado, y una certificación de si cumplen los estándares de emisiones; la fecha en que se realizó el monitoreo; y la fecha en que se realizaron todas las pruebas semestrales requeridas con el analizador portátil, y los resultados de esas pruebas.³⁷

Controladores neumáticos (también llamados controladores de proceso)

- Requisitos de control

³³ [Colorado Regulation](#) § 9.I.D.3.a.; § 9.II.C.1.b-c; § 9.II.D.3; § 9.II.F; § 9.VI.D.1.a

³⁴ [Colorado Regulation](#) §§ 9.I.C.1.e. A.

³⁵ [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5417a.

³⁶ [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.F.3 [accesado por última vez el 7 de julio de 2023].

³⁷ [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.D.5.g [accesado por última vez el 7 de julio de 2023].



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

- Los controladores en sitios nuevos o modificados no deben ventear gas natural ni COV a la atmósfera.³⁸ Los operadores pueden cumplir con este requisito utilizando dispositivos sin purga (controladores activados con aire comprimido o eléctricos) o dirigiendo las emisiones a una *unidad de recolección de vapores* que las capture.³⁹ Si no es factible capturar las emisiones, los operadores pueden utilizar un controlador que conecte las emisiones a proceso en la línea de gas inmediatamente después de la válvula de control, y que por lo tanto se eviten emisiones a la atmósfera.
 - Los operadores que utilicen controladores de ventilación intermitentes no deben emitir a la atmósfera durante los períodos de inactividad.⁴⁰
 - Los operadores de todas las instalaciones existentes deben convertir toda su flota de controladores neumáticos impulsados por gas natural.
 - En el caso de los controladores exentos (costa norte de Alaska sin acceso a electricidad), los operadores de estas instalaciones deben dirigir las emisiones de los controladores neumáticos impulsados por gas natural a un dispositivo de control que logre una reducción del 95 % de las emisiones o utilizar controladores impulsados por gas natural de baja purga o que sean de actuación intermitente.⁴¹
- Requisitos de monitoreo
 - Los operadores deben monitorear todos los controladores accionados por gas natural como parte del programa de LDAR.
 - Los operadores deben monitorear cada controlador de ventilación intermitente impulsado por gas natural para garantizar que no emite a la atmósfera durante los periodos de inactividad. Si se identifican emisiones, los operadores deben tomar medidas correctivas en un plazo de cinco días naturales a partir de la fecha de detección inicial.⁴²
- Control documental
 - Los propietarios y operadores deben mantener registros de la información presentada en los informes anuales sobre los controladores de procesos, la lista de desviaciones y, si procede,

³⁸ [Alberta regulation](#) § 8.6.1 (1) (aplica a cualquier controlador nuevo instalado en cualquier sitio nuevo después de enero 1 de 2022); [Colorado Regulation](#) § D.III.C.4.a.; [BC regulation](#) § 52.05 (2) (estas dos normas aplican para todos los controladores en instalaciones; las normas de Colorado también aplican a sitios expandidos (sitios con pozos nuevos)).

³⁹ [Wyoming Permitting Guidance](#), p. 11; Cal. Code Regs. tit. 17 § 95668(e)(5)(A); Guidelines for Management of Fugitive Methane and Greenhouse Gas Emissions in the Upstream Oil and Gas Operations in Nigeria, Nigerian Upstream Petroleum Reg. Comm'n Guide 0024-2022 (2022), § 3.4.1 (1.i.) (Nigeria), [US EPA's Final Rule](#) 40 CFR 60.5390b (a).

⁴⁰ US EPA's Final Rule 40 CFR 60.5390b

⁴¹ [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § III.C.4.c [accesado por última vez July 7, 2023]; US EPA Final Rule 40 CFR § 60.5394c(b)(2)(ii).

⁴² [US EPA's Final Rule](#): 40 CFR § 60.5390b(b)(2)(ii) (new sources); 60.5394c(b)(2)(ii) (existing sources)



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

los registros necesarios para el monitoreo e inspección de las unidades de recuperación de vapores, los dispositivos de control, los controladores de procesos que conectan las emisiones a proceso después de las válvulas de control y los controladores de procesos de ventilación intermitente.⁴³

- Documentación que acredite que el controlador neumático está diseñado y funciona para alcanzar una tasa de purga inferior o igual a 6 scfm.⁴⁴
- Informes
 - Se debe realizar un 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.⁴⁵

Bombas neumáticas

- Requisitos de control
 - En el plazo de un año desde la finalización de la norma en las nuevas instalaciones, o de tres años en las instalaciones existentes, en las instalaciones con electricidad, o con tres o más bombas accionadas por gas, los operadores deben lograr emisiones cero de COV y GEI de todas las bombas neumáticas, ya sea utilizando bombas que no funcionen con gas natural, conduciendo los vapores de las bombas accionadas por gas natural a través de un sistema de recolección de vapores a un proceso, o por otros medios que logren el estándar de emisiones cero.⁴⁶
 - En las instalaciones sin acceso a energía eléctrica que tengan menos de tres bombas de diafragma, canalizar las emisiones de las bombas a través de un sistema de recolección de vapores hacia un proceso si existe una unidad de recuperación de vapores (VRU, por sus siglas en inglés);⁴⁷ si no hay una VRU en el sitio,

⁴³ US EPA Final Rule 40 CFR § 60.5420b(c) (new sources); 60.5420c(c) (existing sources).

⁴⁴ [EPA NSPS OOOO](#) §§ 60.5390(c)(1), 5420(b)(5)(i); Guidelines for Management of Fugitive Methane and Greenhouse Gas Emissions in the Upstream Oil and Gas Operations in Nigeria, Nigerian Upstream Petroleum Reg. Comm'n Guide 0024-2022 (2022), § 3.4.1 (3) (Nigeria); US EPA OOOOc 40 C.F.R. § 60.5410c(e)(2)(i); 5420c(c)(5)(iii)(A).

⁴⁵ [Wyoming Permitting Guidance](#) (requisitos de cumplimiento para mejores prácticas de purga de pozos); [EPA NSPS OOOOa](#), § 60.5420a(c)(1) (requisitos de la EPA para terminaciones de pozos de gas); [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § III.F.5 [accesado por última vez en julio 7 de 2023]; Guidelines for Management of Fugitive Methane and Greenhouse Gas Emissions in the Upstream Oil and Gas Operations in Nigeria, Nigerian Upstream Petroleum Reg. Comm'n Guide 0024-2022 (2022), § 3.4.1 (4) (Nigeria).

⁴⁶ EPA, 40 C.F.R. § 60.5393b(a) (new); 60.6395c(a) (existing)

⁴⁷ [BLM Waste Rule](#) 3179.202(c); Cal. Code Regs. tit. 17 § 95668(e)(5)(B); [Wyoming Nonattainment Area Regulation](#) §6(e); [ECCC](#) § 39(1), [ASEA](#) § Chapter II, Articles 41-42; [BC regulation](#) § 52.06 (1) (aplica para bombas operadas más de 750 horas en un año).



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

canalizar las emisiones hacia un dispositivo de control que reduzca las emisiones en $\geq 95\%$; si no hay ningún dispositivo de control capaz de reducir las emisiones en $\geq 95\%$, canalizarlas igualmente hacia el dispositivo de control si lo hay.⁴⁸

- Requisitos de monitoreo
 - Las bombas neumáticas accionadas por gas natural deben monitorearse inicialmente y cada dos meses utilizando inspecciones auditivas, visuales u olfativas (AVO, por sus siglas en inglés),⁴⁹ y posteriormente deben monitorearse trimestralmente utilizando un dispositivo óptico de detección de gas por imágenes (OGI, por sus siglas en inglés) o el método 21 de la EPA.⁵⁰
- En vez de realizar inspecciones utilizando AVO, los operadores pueden realizar dichas inspecciones con tecnologías alternativas de detección, incluyendo sistemas de monitoreo continuo, que estén preaprobados por el regulador, tales como los del programa “Alternative Approved Instrument Monitoring Method (AIMM)” del estado de Colorado.⁵¹
- Control documental
 - Los propietarios u operadores deben mantener registros durante al menos cinco años que contengan la identificación de cada bomba neumática de diafragma impulsada por gas natural; los días de operación de cada año calendario; dispositivos de control diseñados para lograr una reducción de emisiones inferior al 95%, evaluación de ingeniería y certificación por parte de un ingeniero profesional calificado indicando que conducir las emisiones de una bomba neumática de diafragma impulsada por gas natural a un dispositivo o proceso de control es técnicamente inviable; cada inspección del sistema de venteo cerrado y cualquier acción de respuesta resultante; y cada sistema de venteo cerrado en la lista de retrasos de inspección o reparación, el motivo y la duración del retraso de inspección o reparación, y el cronograma para inspeccionar o reparar dicho sistema de venteo cerrado y asegurar que los registros estén disponibles cuando se solicite.⁵²
- Informes
 - Se debe realizar un informe anual que demuestre el cumplimiento y registre las desviaciones acompañado de una certificación de

⁴⁸ US EPA Final Rule 40 CFR § 60.5393b(b) (new); 60.5395c(existing).

⁴⁹ EPA, 40 C.F.R. § 60.5397b(g)(iv)(E) (new); 40 C.F.R. § 60.5397c(g)(iv)(E) (existing)

⁵⁰ EPA, 40 C.F.R. § 60.5397b(g)(iv)(F) (new); 40 C.F.R. § 60.5397c(g)(iv)(F) (existing)

⁵¹ Approved Instrument Monitoring Method (AIMM) for oil & gas. Colorado Department of Public Health & Environment. Disponible en: <https://cdphe.colorado.gov/apcd/aimm-for-oil-gas>

⁵² [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.K.3.a [se accedió por última vez el 7 de julio de 2023].

certeza, exactitud y veracidad del informe firmado por un funcionario designado.⁵³



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

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.⁵⁴
 - Pozos existentes: requieren que los pozos existentes utilicen cualquier medio para crear presión diferencial y descargar los líquidos de un pozo sin venteo.⁵⁵ 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.⁵⁶
- Requisitos de monitoreo
 - El propietario u operador debe estar presente en el sitio durante cualquier evento planificado de mantenimiento de fondo del pozo, descarga de líquidos del pozo o evento de taponamiento de pozo y debe garantizar que cualquier emisión del pozo asociada con el evento se limite en la máxima medida posible.⁵⁷
- Control documental
 - Los operadores deben conservar registros de la causa, fecha, hora, duración y estimación del volumen de cada evento de venteo.⁵⁸
- 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.⁵⁹

Fugas de equipos

⁵³ Wyoming Permitting Guidance (requisitos de cumplimiento para mejores prácticas de purga de pozos); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420a(c)(1) (requisitos de la EPA para terminaciones de pozos de gas); [Colorado regulation](#), § XVII.F.9.f.

⁵⁴ BLM Waste Rule, § 3179.204(a); See also South Coast Air Quality Management District R. 1148.1 (prohibición de venteo de instalaciones de petróleo y gas).

⁵⁵ [Colorado regulation](#), § XVII.H.1.a, ASEA § Chapter IX, Article 66.

⁵⁶ [Colorado regulation](#), § XVII.H.1.a.; BLM Waste Rule § 3179.204(d)(1).

⁵⁷ [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.G.1.b [se accedió por última vez el 7 de julio de 2023].

⁵⁸ [Colorado regulation](#), § XVII.H.1.c; 43 C.F.R. § 3179.204(d)(2).

⁵⁹ Wyoming Permitting Guidance (requisitos de cumplimiento para mejores prácticas de purga de pozos); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420a(c)(1) (requisitos de la EPA para terminaciones de pozos de gas); [Colorado Regulation](#), § XVII.F.9.f.



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

- Aplicable a pozos, estaciones de compresión, tanques de almacenamiento y estabilización y centros de procesamiento de gas.⁶⁰
- Requisitos de control
 - Inspección en un plazo no mayor a 30 días posterior al inicio de operaciones.⁶¹
 - Programas LDAR: Conducción de inspecciones trimestrales⁶² de componentes de acuerdo con el método de referencia 21,⁶³ de la EPA de EE. UU. utilizando un dispositivo OGI,⁶⁴ o un dispositivo alternativo aprobado que sea igual o más eficaz para detectar fugas.⁶⁵
 - Para métodos alternativos (por ejemplo, teledetección), los operadores deben realizar mediciones a intervalos específicos dependiendo del límite de detección del método, e investigar las detecciones confirmadas de emisiones utilizando un dispositivo OGI o el Método 21 en todos los componentes fugitivos.⁶⁶
 - Componente significa cualquier componente que tenga el potencial de emitir emisiones fugitivas de metano o COV, incluyendo pero no limitado a⁶⁷ una válvula, unión, brida, conexión roscada, drenaje de proceso, empaquetadura, válvula de 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 del vástago del compresor alternativo, dispositivos de combustión y sistemas de recuperación de vapores.⁶⁸
 - Llevar a cabo inspecciones AVO mensualmente,⁶⁹ o diariamente en las instalaciones que se visiten a diario y semanalmente para las instalaciones que no se visiten a diario.⁷⁰

⁶⁰ US EPA Final Rule 40 CFR 60.5397b, [Colorado Regulation 5 Colo. Code Regs. 1001-7](#), EU Regulation 2024/1787.

⁶¹ [Colorado Regulation](#), § XVII.F.4.a; [EPA NSPS OOOOa](#). 60.5397a(f)(1).

⁶² [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.

⁶³ [CARB](#) § 95669(g).

⁶⁴ [BLM Waste Rule](#) § 3179.302(a); [EPA NSPS OOOOa](#) § 50.5397a(a), [ASEA](#) § Chapter XI, Article 73; EPA, 40 C.F.R. § 60.5397b (new), 60.5397c (existing).

⁶⁵ US EPA Final Rule 40 CFR 60.5398b (new); 60.5398c (existing)

⁶⁶ EPA, 40 C.F.R. § 60.5398b(b)(5)(ii) (new), 60.5398c(b)(5)(ii) (existing)

⁶⁷ 60 C.F.R. § 60.5430a.

⁶⁸ [CARB](#) § 95667(a)(9); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5430a.

⁶⁹ [Colorado Regulation](#), § XVII.F.4.

⁷⁰ [CARB](#) §§ 95669(e)



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

- En vez de realizar inspecciones utilizando AVO, los operadores pueden realizar dichas inspecciones con tecnologías alternativas de detección, incluyendo sistemas de monitoreo continuo, que estén preaprobados por el regulador, tales como los del programa “Alternative Approved Instrument Monitoring Method (AIMM)” del estado de Colorado.⁷¹
- Reparar todas las "emisiones fugitivas" dentro de los cinco días hábiles posteriores al descubrimiento, a menos que el componente sea un *componente crítico* que no se pueda reparar sin detener las operaciones.⁷² Si el componente es un *componente crítico* que no se pueda 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.⁷³
- Las emisiones fugitivas son:
 - Cualquier emisión visible durante una inspección con un dispositivo OGI proveniente de un componente con potencial de emitir.⁷⁴
 - Para las inspecciones utilizando el Método 21, cualquier concentración de hidrocarburos por encima de 500 ppm en la que se utilice un instrumento aprobado.⁷⁵
 - Para sistemas de monitoreo continuo:
 - En las instalaciones que sólo cuentan con pozos, se debe tomar acción cuando se observen emisiones de 1.2 kg/h por encima del nivel de referencia de la instalación con base en un promedio móvil de 90 días, o cuando se observen emisiones de 15 kg/hr con base en un promedio móvil de 7 días.⁷⁶
 - En instalaciones con equipos grandes adicionales a pozos, un promedio móvil de 90 días de 1.6 kg/h o un promedio móvil de 7 días de 21 kg/h.⁷⁷
- Requisitos de monitoreo

⁷¹ Approved Instrument Monitoring Method (AIMM) for oil & gas. Colorado Department of Public Health & Environment. Available at: <https://cdphe.colorado.gov/apcd/aimm-for-oil-gas>

⁷² [Colorado Regulation](#), § XVII.F.7.a; CARB §§ 95669(h)(2).

⁷³ [CARB § 95669\(h\)\(3\)](#); [Colorado Regulation](#), § XVII.F.5.b (determinación de cuándo es inseguro monitorear componentes).

⁷⁴ [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5397a(a); [Colorado Regulation](#), § XVII.F.4.

⁷⁵ [Colorado Regulation](#), § XVII.F.6(a).

⁷⁶ EPA, 40 C.F.R. § 60.5398b(c)(4)(i) (new), 60.5398c(c)(4)(i) (existing)

⁷⁷ EPA, 40 C.F.R. § 60.5398b(c)(4)(ii) (new), 60.5398c(c)(4)(ii) (existing)



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

- 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.⁷⁸
- 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.⁷⁹
- 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,⁸⁰ acompañadas de una certificación de la certeza, exactitud y veracidad del informe firmado por un funcionario designado.⁸¹

Deshidratadores

- Requisitos de control
 - Los operadores deben controlar las emisiones de metano y COV de deshidratadores de glicol nuevos y existentes en un 98%.⁸²
- Requisitos de monitoreo
 - Inspeccionar y verificar que cualquier condensador o equipo de control de la contaminación atmosférico utilizado para controlar las emisiones esté funcionando correctamente y documentado semanalmente.⁸³

⁷⁸ [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5397a(j)(2), [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.L.5.b [accedido por última vez en julio 7 de 2023]; Guidelines for Management of Fugitive Methane and Greenhouse Gas Emissions in the Upstream Oil and Gas Operations in Nigeria, Nigerian Upstream Petroleum Reg. Comm'n Guide 0024-2022 (2022), § 3.2.4 (2) (Nigeria).

⁷⁹ [Colorado Regulation](#), § XVII.F.4, ECCC § 53.

⁸⁰ [Colorado Regulation](#), § XVII.F.10

⁸¹ [Colorado Regulation](#), § XVII.F.10.g, ASEA § Chapter XI, Article 84.

⁸² Wyoming Permitting Guidance at 25 (requiriendo que todos los nuevos deshidratadores controlen sus emisiones en un 98%); [Wyoming Nonattainment Area Regulations](#) § 6(d)(1)(A); [Colorado Regulation](#), § XVII.D.3. Algunos estados utilizan un límite bajo el cual los operadores no deben instalar controles. Este límite varía y depende de un número de factores tales como si un sistema de control está presente en la instalación o no, el costo de instalar un nuevo sistema de control, y el potencial de emisión de los deshidratadores.

⁸³ [CARB](#) § 95668(d)(3)(A) (los componentes en motores y compresores son sujetos a LDAR).



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

- Control documental
 - Los propietarios u operadores de deshidratadores de gas natural con glicol deben conservar registros durante cinco (5) años de la fecha de cada inspección, una descripción de cualquier problema observado durante la inspección del condensador o del equipo de control de la contaminación atmosférica, una descripción y fecha de cualquier acción correctiva, que el piloto de un dispositivo de combustión está encendido, que las válvulas para la tubería de gas al piloto están abiertas y verificar visualmente la presencia o ausencia de humo, el mantenimiento del condensador o del equipo de control de la contaminación atmosférica, de conformidad con las especificaciones del fabricante o las buenas prácticas de ingeniería y mantenimiento.⁸⁴
- 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.⁸⁵

Compresores centrífugos

- Requisitos 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 conectar las emisiones a la entrada del compresor) o a un dispositivo de combustión. Alternativamente, los operadores pueden diseñar / modernizar el compresor usando sellos secos.⁸⁶
- Requisitos de monitoreo
 - Inspeccionar el compresor, sellos húmedos, válvulas de aislamiento, sistema de recuperación de vapores o dispositivo de control como parte del programa LDAR.⁸⁷
- Control documental
 - Los propietarios u operadores deben mantener los registros de identificación de cada compresor centrífugo que utiliza un sistema de sello húmedo, cada inspección que identifique emisiones visibles de cada dispositivo de combustión y cualquier acción de respuesta

⁸⁴ [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.H.5.a [se accedió por última vez el 7 de julio de 2023].

⁸⁵ Wyoming Permitting Guidance (requisitos de cumplimiento para mejores prácticas de purga de pozos); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420(c)(1) (requisitos de la EPA para terminaciones de pozos de gas); [Colorado Regulation](#), § XVII.F.9.f.

⁸⁶ [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.

⁸⁷ [CARB](#) § 95668(d)(3).



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

resultante, cada inspección de cubierta y sistema de venteo cerrado y cualquier acción de respuesta resultante; y cada cubierta o sistema de venteo cerrado en la lista de inspecciones retrasadas y que requieren reparación, el motivo y la duración del retraso de inspección o reparación, y el cronograma para inspeccionar o reparar dicha cubierta o sistema de venteo cerrado durante al menos cinco (5) años y hacer que los registros estén disponibles a pedido.⁸⁸

- 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.⁸⁹

Compresores alternativos (reciprocantes)

- Requisitos 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.⁹⁰
- Requisitos de monitoreo
 - 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 programa LDAR.⁹¹
- Control documental
 - Los propietarios u operadores deben mantener los registros durante al menos cinco (5) años que contengan la identificación de cada compresor alternativo, las horas de operación o la cantidad de meses desde el reemplazo anterior del empaque de vástago, o una declaración de que las emisiones del empaque de vástago se están conduciendo a través de un sistema de venteo cerrado bajo presión negativa, la fecha de cada reemplazo del empaque de vástago, o la fecha de instalación de un sistema de recolección de emisiones del empaque de vástago y un sistema de venteo cerrado, cada inspección de cubierta y sistema de venteo cerrado y cualquier acción de respuesta resultante, y cada cubierta o sistema de venteo cerrado en

⁸⁸ [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.J.1.(i) [se accedió por última vez el 7 de julio de 2023].

⁸⁹ Wyoming Permitting Guidance (requisitos de cumplimiento para mejores prácticas de purga de pozos); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420a(c)(1) (requisitos de la EPA para terminaciones de pozos de gas); [Colorado regulation](#), § XVII.F.9.f.

⁹⁰ [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).

⁹¹ [CARB](#) § 95668(c)(3)(A), (4)(A).



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

la lista de demora de inspección o reparación, el motivo y la duración de la demora de inspección o reparación, y el cronograma para inspeccionar o reparar dicha cubierta o sistema de venteo cerrado y poner estos documentos a disposición cuando se solicite.⁹²

- 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.⁹³

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

- Requisitos de control
 - Se requiere que los operadores de tanques individuales, o conjuntos de tanques que estén unidos por tuberías en el líquido, que tengan emisiones potenciales mayores a dos toneladas cortas por año (1.814 toneladas métricas por año), incluyendo todas las emisiones de gas flash, las debidas a pérdidas por trabajo y por respiración, que conduzcan las emisiones a un sistema de control de emisiones con una eficiencia de destrucción de un 95%.⁹⁴ Un sistema de control de emisiones incluye un sistema de recuperación de vapores o en algunos casos un dispositivo de combustión.
 - Se prohíbe la liberación de las emisiones de hidrocarburos de las escotillas y otros puntos de acceso en los tanques durante la operación normal.⁹⁵
 - Requiere que los operadores de tanques controlados que evalúen sus sistemas de control de emisiones en los tanques y certifiquen que cada sistema esté diseñado y es adecuado para

⁹² [Colorado Regulation 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.J.2.c.\(i\)](#) [se accedió por última vez el 7 de julio de 2023].

⁹³ [Wyoming Permitting Guidance](#) (requisitos de cumplimiento para mejores prácticas de purga de pozos); [EPA NSPS OOOOa § 60.5420a\(c\)\(1\)](#) (requisitos de la EPA para terminaciones de pozos de gas); Guidelines for Management of Fugitive Methane and Greenhouse Gas Emissions in the Upstream Oil and Gas Operations in Nigeria, Nigerian Upstream Petroleum Reg. Comm'n Guide 0024-2022 (2022), § 3.4.4 (3) (Nigeria).

⁹⁴ Colorado Regulation 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.D.3.a.(i) [accedido por última vez el 7 de julio de 2023]; Guidelines for Management of Fugitive Methane and Greenhouse Gas Emissions in the Upstream Oil and Gas Operations in Nigeria, Nigerian Upstream Petroleum Reg. Comm'n Guide 0024-2022 (2022), § 3.4.6 (1.i.) (Nigeria).

⁹⁵ Otros elementos pudieran incluir “las escotillas deberán estar cerradas en todo momento, except al tomar muestras, agregar material de proceso a través de la escotilla, u operaciones de mantenimiento”. Ventura County R. 74.10.C.1, ASEA § Chapter VII, Article 61. ; Guidelines for Management of Fugitive Methane and Greenhouse Gas Emissions in the Upstream Oil and Gas Operations in Nigeria, Nigerian Upstream Petroleum Reg. Comm'n Guide 0024-2022 (2022), § 3.4.6 (1.iii.) (Nigeria).



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

- capturar todo el gas flash, pérdidas por trabajo y por respiración en los tanques.⁹⁶
- Cualquier tanque controlado en un sitio nuevo o en un sitio con una ampliación debe tener un sistema de medición del tanque de almacenamiento y los operadores deben mantener cerradas las escotillas y otros puntos de acceso en dichos tanques mientras determinan la calidad y cantidad de fluidos en el tanque.⁹⁷
 - Los operadores de instalaciones que cargan 5,000 barriles o más de líquidos por año en camiones cisterna deben controlar las emisiones provenientes de la transferencia de líquidos desde los tanques a los camiones cisterna utilizando a) sistemas de llenado sumergido y b) recolección y retorno de vapor y/o equipo de control de contaminación atmosférico.⁹⁸
 - Requisitos de monitoreo
 - Exigir al menos inspecciones 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 y como fueron diseñados.⁹⁹
 - En vez de realizar inspecciones utilizando AVO, los operadores pueden realizar dichas inspecciones con tecnologías alternativas de detección, incluyendo sistemas de monitoreo continuo, que estén preaprobados por el regulador, tales como los del programa “Alternative Approved Instrument Monitoring Method (AIMM)” del estado de Colorado.¹⁰⁰
 - Monitorear los tanques de almacenamiento, los puntos de acceso, los sistemas de recuperación de vapores y los equipos de combustión como parte del programa LDAR.¹⁰¹
 - Si alguno de los tanques está exento del requisito de instalar equipos de control de emisiones, realizar pruebas de análisis flash (toma de muestras y análisis en el laboratorio) cada año en estos tanques para estimar las emisiones anuales de metano de los tanques y evaluar si la exención sigue estando justificada.¹⁰²
 - Como alternativa, los operadores pueden estimar las emisiones potenciales de COV y metano de tanques

⁹⁶ [Colorado regulation](#), § XVII.C.2.

⁹⁷ [Colorado regulation](#), § D.II.C.4.a(ii), D.II.C.4.b.

⁹⁸ [Colorado regulation](#), § D.II.C.5.a.

⁹⁹ [Colorado regulation](#), § XVII.C.1, ASEA § Chapter VII, Article 62.

¹⁰⁰ Approved Instrument Monitoring Method (AIMM) for oil & gas. Colorado Department of Public Health & Environment. Available at: <https://cdphe.colorado.gov/apcd/aimm-for-oil-gas>

¹⁰¹ [Colorado regulation](#), § XVII.C.2.b.

¹⁰² [CARB](#) § 95668(a)(3)-(5).



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

usando modelos o metodologías de cálculo aceptados que tomen en cuenta las emisiones por vaporización, de trabajo y respiración.¹⁰³

- Control documental
 - Conservar registros de las inspecciones visuales y AVO mensuales.¹⁰⁴
- 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.¹⁰⁵

Tanques de almacenamiento de líquidos: Sistemas de Medición

- Requisitos de control
 - Es aplicable a tanques de almacenamiento controlados nuevos y modificados en instalaciones de producción, estaciones de compresión de gas natural o plantas de procesamiento de gas natural.
 - Los tanques deben estar equipados con sistemas de medición que permitan a los operadores medir la cantidad de líquido en el tanque y recolectar muestras del líquido sin necesidad de acceder al interior del tanque a través de la escotilla.
 - Utilice el sistema de medición y mantenga las escotillas (u otros puntos de acceso al tanque) y los dispositivos de alivio de presión en los tanques de almacenamiento cerrados y asegurados durante las actividades para determinar la calidad y/o cantidad de líquidos en los tanques de almacenamiento.¹⁰⁶
- Requisitos de monitoreo
 - Los operadores pueden inspeccionar, probar y/o calibrar el sistema de medición del tanque de almacenamiento semestralmente o según lo indique el fabricante del sistema. Está permitido abrir la escotilla si es necesario para inspeccionar, probar o calibrar el sistema de medición.¹⁰⁷
 - Colocar letreros/señalización sobre o cerca del tanque de almacenamiento y llevar a cabo un programa de capacitación anual para empleados y/u operadores externos que realicen

¹⁰³ US EPA. Subpart OOOOb—Standards of Performance for Crude Oil and Natural Gas Facilities for Which Construction, Modification or Reconstruction Commenced After December 6, 2022. Available on: [https://www.ecfr.gov/current/title-40/part-60/subpart-OOOOb#p-60.5365b\(e\)\(2\)\(ii\)](https://www.ecfr.gov/current/title-40/part-60/subpart-OOOOb#p-60.5365b(e)(2)(ii))

¹⁰⁴ [Colorado regulation](#), § XVII.C.4, XVII.F.

¹⁰⁵ Wyoming Permitting Guidance (requisitos de cumplimiento para mejores prácticas de purga de pozos); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420a(c)(1) (requisitos de la EPA para terminaciones de pozos de gas); Colorado regulation § XVII.F.9.f.

¹⁰⁶ [Colorado regulation](#), § D.II.C.4.b.

¹⁰⁷ [Colorado regulation](#), § D.II.C.4.c.



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

mediciones en los tanques e indicar los equipos y método(s) que se utilizan para la medición de líquidos en tanques y los procedimientos operativos apropiados y necesarios para ese sistema.¹⁰⁸

- Control documental
 - El propietario o los operadores deben conservar los registros durante al menos dos (2) años y poner dichos registros a disposición de los reguladores cuando lo soliciten.¹⁰⁹

Tanques de almacenamiento de líquidos: Transporte por camión cisterna

- Requisitos de control
 - Es aplicable a instalaciones de producción, estaciones de compresión de gas natural y plantas de procesamiento de gas natural que manejan una cantidad de líquidos mayor o igual a 5,000 barriles por año en un periodo (continuo) de 12 meses y que envían los líquidos a camiones cisterna para su respectivo transporte.
 - El operador debe controlar las emisiones de la carga de líquidos desde los tanques de almacenamiento controlados a los camiones cisterna mediante el uso de (a) llenado sumergido (por ejemplo, mediante una manguera que llegue al fondo del tanque) y (b) un sistema de recolección y retorno de vapores y/o equipo de control de contaminación atmosférica.¹¹⁰
 - Los tanques de almacenamiento deben operar en todo momento sin ventear durante la carga de líquidos a los camiones cisterna.¹¹¹
- Requisitos de monitoreo
 - El propietario u operador debe observar el proceso de carga de líquidos para confirmar que todos los tanques de almacenamiento se encuentren operando sin ventear durante estas actividades. Estas inspecciones deben realizarse al menos una vez al mes, a menos que la descarga se realice con menos frecuencia. En ese caso, las inspecciones se deben realizar con la misma frecuencia con la que se realiza la descarga.¹¹²
 - Coloque letreros/señalización sobre o cerca del sistema de control de carga y lleve a cabo un programa de capacitación anual para empleados y/o terceros que realicen actividades de carga.¹¹³
- Control documental

¹⁰⁸ [Colorado regulation](#), § D.II.C.4.d-e.

¹⁰⁹ [Colorado regulation](#), § D.II.C.4.f.

¹¹⁰ [Colorado regulation](#), § D.II.C.5.a.

¹¹¹ [Colorado regulation](#), § D.II.C.5.a.(ii).

¹¹² [Colorado regulation](#), § D.II.C.5.(iv)(A)

¹¹³ [Colorado regulation](#), § D.II.C.5.(iv)(C-D)

- El propietario o los operadores deben conservar los registros durante al menos dos (2) años y poner dichos registros a disposición de los reguladores cuando lo soliciten.¹¹⁴



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

Tuberías abiertas, 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. Estas válvulas y tuberías son consideradas componentes de emisiones fugitivas y deben ser monitoreados a través de programas LDAR.¹¹⁵
 - Cada sistema de conexión de muestreo debe estar equipado con un sistema de circulación cerrado, descarga o purga.¹¹⁶
- Control Documental
 - Se deben conservar, durante cinco (5) años a partir de la inspección, registros que documenten cada inspección del programa LDAR y un formulario de reparación y concentración de fugas de componentes para cada inspección.¹¹⁷
- Informes
 - El propietario u operador debe presentar un informe anual que documente los resultados de cada inspección de detección y reparación de fugas realizada durante el año calendario.¹¹⁸

Purga del compresor

- Requisitos de control
 - Nuevo: El compresor se diseñará de modo que gas del compresor no se libere a la atmósfera desde 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,

¹¹⁴ [Colorado regulation](#), § D.II.C.5.a.(v).

¹¹⁵ US EPA Subpart OOOOb—Standards of Performance for Crude Oil and Natural Gas Facilities for Which Construction, Modification or Reconstruction Commenced After December 6, 2022. Available on: [https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-C/part-60/subpart-OOOb#p-60.5400b\(e\)](https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-C/part-60/subpart-OOOb#p-60.5400b(e))

¹¹⁶ Ohio General Permits, 12.1.C.5.d.3.b.

¹¹⁷ [Cal. Code Regs.](#) tit. 17 § 95672(a)(17)-(18)

¹¹⁸ [Cal. Code Regs.](#) tit. 17 § 95673(a)(13)



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

- incluyendo los períodos de apagado intermitente o prolongado del compresor.¹¹⁹
- Requisitos de monitoreo
 - Inspeccionar el compresor, el sistema de recuperación de vapores y el equipo de combustión como parte del programa LDAR.¹²⁰
- 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 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.¹²¹
- 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.¹²²

Limpeza 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.¹²³
- Control documental
 - Registrar fecha y hora de venteo,¹²⁴ y volumen de gas liberado¹²⁵.
- Informes
 - Informe anual que demuestre el cumplimiento y registre las desviaciones acompañado de una certificación de certeza,

¹¹⁹ Ohio General Permits, 17.1.C.3.

¹²⁰ Guidelines for Management of Fugitive Methane and Greenhouse Gas Emissions in the Upstream Oil and Gas Operations in Nigeria, Nigerian Upstream Petroleum Reg. Comm'n Guide 0024-2022 (2022), §§ 3.2.2 (2.i.-ii.), 3.3.1 (2) (Nigeria).

¹²¹ Ohio General Permits, 17.1.C.1.d.2.

¹²² Wyoming Permitting Guidance (requisitos de cumplimiento para mejores prácticas de purga de pozos); EPA NSPS OOOOa § 60.5420(c)(1) (requisitos de la EPA para terminaciones en pozos de petróleo o gas después de utilizarse la fracturación hidráulica); Colorado regulation § XVII.F.9.f.

¹²³ 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).

¹²⁴ Ohio General Permits, 21.1.C.1.b.

¹²⁵ Wyoming Permitting Guidance (requisitos de cumplimiento para mejores prácticas de purga de pozos)

exactitud y veracidad del informe firmado por un funcionario designado.¹²⁶



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

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

- Requisitos de control
 - 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 deberá 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 equipo de control de contaminación atmosférico debe lograr una eficiencia de control de hidrocarburos de al menos 95%, o si se utiliza un dispositivo de combustión, debe tener una eficiencia de diseño de destrucción de al menos 98% para hidrocarburos.¹²⁷
 - El propietario u operador de un pozo de petróleo o gas tiene el deber de maximizar de manera segura la recuperación de recursos y minimizar las liberaciones a la atmósfera durante la etapa en donde regresa a la superficie el fluido de retorno

¹²⁶ Wyoming Permitting Guidance (requisitos de cumplimiento para mejores prácticas de purga de pozos); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420a(c)(1) (requisitos de la EPA para terminaciones en pozos de petróleo o gas); [Colorado regulation](#) § XVII.F.9.f.

¹²⁷ [Colorado Regulation](#) § D.VI.D.1.a.



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

así como durante el inicio de la producción de hidrocarburos.¹²⁸

- 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 concluir su terminación.¹²⁹ El operador debe emplear prácticas de terminación con emisiones reducidas en todos los pozos terminados y estimulados, independientemente de si el pozo se fracturó hidráulicamente.¹³⁰
- El operador puede quemar gas natural durante la terminación o estimulación solamente si dicha quema está incluida en un plan de captura de gas aprobado o por otra razón aprobada para minimizar los impactos adversos en la salud pública, la seguridad, el bienestar, el medio ambiente y los recursos de vida silvestre.¹³¹
- 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.¹³²
- Inspección
 - El propietario u operador debe monitorear la calidad del aire utilizando instrumentos de monitoreo de contaminantes atmosféricos como COVs, metano, benceno, tolueno, etilbenceno o xileno durante al menos diez (10) días antes de comenzar las operaciones previas al inicio de la producción, durante todas las operaciones de preproducción y durante al menos seis meses después de que el pozo sea capaz de producir constantemente gas separable o hidrocarburos líquidos vendibles. Además, el propietario u operador debe presentar un plan de monitoreo de la calidad del aire.¹³³
- 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

¹²⁸ [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5375a(a)(1)-(4).

¹²⁹ [EPA NSPS OOOOa](#) at § 60.5410a

¹³⁰ [Colorado Flaring Rule](#) at 903.c.(1)

¹³¹ [Colorado Flaring Rule](#) at 903.c.(3)

¹³² [EPA NSPS OOOOa](#) at § 60.5420a(a)(2);

¹³³ [Colorado Regulation](#) § D.VI.C.1.



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

descarga, si las hubiera, y razones específicas para el venteo de gas natural en lugar de su captura o combustión.¹³⁴

- 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.¹³⁵

Ventoe y Quema de Gas Natural Asociado

- Requisitos de control
 - Los operadores no pueden ventear ni quemar el gas natural cuando las instalaciones de producción no tengan suficiente capacidad de recolección para manejar el gas natural.¹³⁶
 - El operador no venteará ni quemará gas natural excepto:
 - Durante una emergencia o si existe un desperfecto
 - Durante la descarga de líquidos del pozo
 - Durante los primeros 12 meses de producción de un pozo exploratorio
 - Durante pruebas de pozos y operación normal de controladores neumáticos, bombas, tanques de almacenamiento, unidades de deshidratación, unidades de tratamiento de aminas y compresores.¹³⁷
 - En el transcurso de varios años los operadores de pozos petroleros o sistemas de recolección de gas natural deben limitar el venteo y la quema, incluido de las fuentes permitidas de venteo y quema, como las de mantenimiento, prueba, descarga, etc., al 2 % del total del gas natural producido.¹³⁸
 - Los operadores deberán minimizar la quema y el venteo realizando lo siguiente:
 - Diseñar equipos de separación y tanques de almacenamiento para lograr el máximo rendimiento y presión previstos.¹³⁹

¹³⁴ [EPA NSPS OOOOa](#) at § 60.5375a(b).

¹³⁵ [EPA NSPS OOOOa](#) at § 60.5420a(c)(1),

¹³⁶ [Colorado Flaring Rule](#) at 903(d)(1) (prohibición a los operadores de ventear o quemar gas durante la producción, con algunas excepciones, tales como emergencias, pruebas, descarga de líquidos y actividades de mantenimiento, pero sin incluir gas que sea venteado o quemado debido a una insuficiente capacidad de transporte del gas desde la instalación) y [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.D (también, prohibiendo a los operadores el venteo o la quema de gas durante la producción, con algunas excepciones, que no incluyen el gas que sea venteado o quemado debido a una insuficiente capacidad de transporte del gas desde la instalación).

¹³⁷ [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.D; [Colorado Flaring Rule](#) at 903.d.(1)

¹³⁸ [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.9.A.

¹³⁹ [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.E (1).



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

- Los tanques de almacenamiento deben estar equipados con un sistema de medición automático que reduzca el venteo de gas natural.¹⁴⁰
- El quemador debe tener el tamaño y el diseño adecuado para garantizar una eficiencia de destrucción de diseño de al menos 98 % a 99 %, y debe contar con ignición automática o un piloto continuo, o aquella tecnología que alerte al operador que la antorcha presenta fallas.¹⁴¹
- El operador debe presentar un plan de gestión de gas natural para cada pozo o conjunto de pozos nuevos o estimulados nuevamente que detalle las acciones que tomará para cumplir con los requisitos de captura de gas natural.¹⁴²
 - El plan de manejo de gas certificará que el operador podrá conectar el pozo a un sistema de captación de gas natural con capacidad suficiente para transportar el 100% del volumen de producción previsto a partir del primer día de producción. Si el operador no puede certificar que podrá conectar el pozo a un sistema de recolección de gas natural con capacidad suficiente para transportar el 100 % del volumen de producción anticipado a partir del primer día de producción, debe cerrar el pozo hasta que pueda hacerlo, o debe presentar un plan de venteo y quema que utilice un uso alternativo beneficioso del gas natural hasta que el sistema de recolección de gas esté disponible. Estos usos beneficiosos alternativos incluyen:
 - Generación de energía para terceros.
 - Generación de energía para la red eléctrica.
 - Servicio de compresión.
 - Retiro de líquidos en arrendamiento.
 - Reinyección para almacenamiento subterráneo o temporal o recuperación mejorada de petróleo.¹⁴³
- Los operadores no deben quemar líquidos en una antorcha en ninguna circunstancia y deben instalar y mantener equipos para separar los líquidos de la corriente de vapor antes de la antorcha para garantizar la seguridad y prevenir la combustión de hidrocarburos líquidos.¹⁴⁴
- Requisitos de monitoreo
 - El operador deberá medir el volumen de gas natural venteado, quemado o utilizado de manera útil durante la perforación, terminación y producción utilizando equipos que cumplan con un

¹⁴⁰ [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.E (2).

¹⁴¹ [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.E (3); [Colorado Flaring Rule](#) at 903.d.(5)

¹⁴² [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.9.D; [Colorado Flaring Rule](#) at 903.e.(1)

¹⁴³ [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.9.D.

¹⁴⁴



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

estándar de la industria, como por ejemplo al Capítulo 14.10 Medición de flujo a quemadores del Manual de Estándares de Medición de Petróleo (MPMS, por sus siglas en inglés) del Instituto del Petróleo Americano (API, por sus siglas en inglés).¹⁴⁵

- Si la medición no es factible debido a circunstancias tales como un flujo de gas bajo o venteo y quema de baja presión, el operador puede estimar el volumen de gas natural venteado o quemado utilizando una metodología que pueda verificarse de manera independiente. Además, la empresa debe realizar una prueba de la relación de gas-petróleo (GOR, por sus siglas en inglés) anual y enviar los resultados al regulador para que las estimaciones de volumen puedan verificarse de forma independiente.¹⁴⁶
- Los operadores deberán inspeccionar todas las antorchas u otros dispositivos de combustión cada 15 días, excepto cuando no se utilicen de forma regular. Cuando las antorchas u otros dispositivos de combustión no se utilicen de forma regular, los operadores deberán inspeccionarlos antes de cada uso.¹⁴⁷
- Control documental
 - El operador realizará y mantendrá registros de las mediciones y estimaciones, incluidos los registros que muestren cómo se calcularon las estimaciones, durante un periodo no menor a cinco años y pondrá dichos registros a disposición del regulador para su inspección cuando así sean requeridos.¹⁴⁸
- Informes
 - El operador debe presentar informes mensuales de gas natural venteado y quemado.¹⁴⁹
 - El operador debe informar todo evento de venteo o quema causado por una emergencia, un desperfecto o de larga duración si el evento supera los 50 mil pies cúbicos de gas a más tardar 15 días después del descubrimiento o al comienzo del evento de venteo o quema.¹⁵⁰
 - El operador debe informar sobre todo evento de venteo o quema causado por una emergencia, mal funcionamiento o de larga duración si el evento supera los 500 mil pies cúbicos a más tardar 24 horas después del descubrimiento o comienzo del evento de venteo o quema.¹⁵¹

¹⁴⁵ [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.E. (1)-(4); [Colorado Flaring Rule](#) at 903.d.(4)

¹⁴⁶ [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.E. (5)-(7).

¹⁴⁷ [EU Methane Regulation](#). Article 17, Rule 3.

¹⁴⁸ [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.G. (2).

¹⁴⁹ [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.G. (2).

¹⁵⁰ [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.G. (1)(a)(i); [Colorado Flaring Rule](#) at 903.d.(2)

¹⁵¹ [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.G. (1)(a)(ii).



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

Costa afuera

- Requisitos de control
 - Para las plataformas marinas tripuladas, los operadores deben realizar inspecciones trimestrales en cada instalación, comenzando después de tres años de implementar las regulaciones. Los operadores pueden incrementar gradualmente la frecuencia de las inspecciones durante los dos primeros años de implementación de las directrices: una inspección en cada instalación en el primer año y dos inspecciones en el segundo.
 - Para las plataformas marinas no tripuladas, los operadores deben realizar inspecciones del programa LDAR siempre que se planifiquen actividades de mantenimiento en el sitio, hasta cumplir con las frecuencias requeridas para las instalaciones tripuladas.
 - El venteo de gas está prohibido en las instalaciones de petróleo y gas, excepto cuando al operador se le concede una exención oficial para realizar el venteo.
 - Todas las emisiones venteadas deben dirigirse a una antorcha/quemador, a menos que la mezcla de gases no sea inflamable o que el volumen/presión del gas sea demasiado bajo para el diseño de la antorcha/quemador.¹⁵²
- Requisitos de monitoreo
 - Monitorear plataformas marinas como parte del programa LDAR¹⁵³
- Control documental
 - El operador deberá mantener registros de todos los equipos que contribuyen con emisiones a cada respiradero y quemador/antorcha.¹⁵⁴
- 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.¹⁵⁵

¹⁵² Guidelines for Management of Fugitive Methane and Greenhouse Gas Emissions in the Upstream Oil and Gas Operations in Nigeria, Nigerian Upstream Petroleum Reg. Comm'n Guide 0024-2022 (2022), §§ 3.2.2 (2.i.-ii.), 3.3.1 (2) (Nigeria).

¹⁵³ Guidelines for Management of Fugitive Methane and Greenhouse Gas Emissions in the Upstream Oil and Gas Operations in Nigeria, Nigerian Upstream Petroleum Reg. Comm'n Guide 0024-2022 (2022), § 3.2.2 (2-3) (Nigeria).

¹⁵⁴ Guidelines for Management of Fugitive Methane and Greenhouse Gas Emissions in the Upstream Oil and Gas Operations in Nigeria, Nigerian Upstream Petroleum Reg. Comm'n Guide 0024-2022 (2022), § 3.3.1 (3) (Nigeria).

¹⁵⁵ Guidelines for Management of Fugitive Methane and Greenhouse Gas Emissions in the Upstream Oil and Gas Operations in Nigeria, Nigerian Upstream Petroleum Reg. Comm'n Guide 0024-2022 (2022), § 3.3.1 (4) (Nigeria).



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

Programa de respuesta a superemisores

- Terceros (como Organizaciones No Gubernamentales (ONG), contratistas u otras entidades) pueden utilizar tecnologías de teledetección, como satélites, inspecciones aéreas o tecnologías terrestres, para identificar grandes emisiones de metano. Se define como un evento superemisor una tasa de emisión de 100 kilogramos de metano por hora o superior.¹⁵⁶
- Requisitos de monitoreo:
 - Los notificadores externos certificados deben utilizar tecnología de teledetección previamente aprobada.¹⁵⁷
 - El regulador debe revisar cada notificación para comprobar que esté completa y sea precisa antes de dar aviso a los propietarios y operadores responsables de la instalación atribuida.¹⁵⁸
 - En un plazo de 5 días naturales a partir de que se recibe el aviso del regulador, el propietario o el operador deben iniciar una investigación del evento superemisor.¹⁵⁹
 - Como parte de su investigación, el propietario u operador debe inspeccionar toda la instalación utilizando métodos de detección de fugas como un dispositivo OGI, el método 21 de la EPA u otros métodos aprobados.¹⁶⁰
 - Si la fuente responsable es un componente de emisiones fugitivas, el propietario y el operador deben tomar medidas para mitigar las emisiones de acuerdo con los requisitos aplicables de reparación de fugas.¹⁶¹
- Control documental:
 - Los terceros certificados deben mantener registros de su tecnología de detección, metodología y envíos de datos.¹⁶²
 - Los terceros deben obtener una nueva certificación al realizar un cambio significativo en las tecnologías o en los funcionarios certificadores.¹⁶³

¹⁵⁶ US EPA Final Rule, 40 CFR 60.5371b, <https://www.ecfr.gov/current/title-40/section-60.5371b>

¹⁵⁷ US EPA Final Rule, 40 CFR 60.5371b(1)(ii), <https://www.ecfr.gov/current/title-40/section-60.5371b>

¹⁵⁸ US EPA Final Rule, 40 CFR 60.5371b(d), <https://www.ecfr.gov/current/title-40/section-60.5371b>

¹⁵⁹ US EPA Final Rule, 40 CFR 60.5371b(d), <https://www.ecfr.gov/current/title-40/section-60.5371b>

¹⁶⁰ US EPA Final Rule, 40 CFR 60.5371b(d)(2)(v), <https://www.ecfr.gov/current/title-40/section-60.5371b>

¹⁶¹ US EPA Final Rule, 40 CFR 60.5371b(d)(3), <https://www.ecfr.gov/current/title-40/section-60.5371b>

¹⁶² US EPA Final Rule, 40 CFR 60.5371b(b)(2), <https://www.ecfr.gov/current/title-40/section-60.5371b>

¹⁶³ US EPA Final Rule, 40 CFR 60.5371b(b)(4), <https://www.ecfr.gov/current/title-40/section-60.5371b>



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

- Los propietarios y operadores deben mantener registros completos de todas las investigaciones de eventos superemisores, incluyendo:
 - La fecha y hora en que se recibió la notificación del regulador.
 - Los métodos de investigación utilizados.
 - Los resultados de las investigaciones.
 - La fuente de las emisiones.
 - Cualquier reparación o medida de mitigación adoptada, incluidas las fechas de inicio y finalización del evento.¹⁶⁴
- Informes:
 - Un tercero certificado debe presentar una notificación al regulador en un plazo de 15 días naturales a partir de la detección de un evento de superemisor.¹⁶⁵
 - Los propietarios y operadores deben enviar un informe al regulador en un plazo de 15 días naturales a partir de la recepción de una notificación oficial.¹⁶⁶
 - El informe debe incluir un plan integral para abordar el incidente, en el que se detalle el calendario previsto para su resolución. El informe también debe incluir una descripción de las actividades de mantenimiento, inspecciones de emisiones fugitivas y una evaluación exhaustiva de los resultados de su investigación.¹⁶⁷

Pozos inactivos, pozos taponeados temporalmente, y pozos taponeados y abandonados permanentemente

- Requisitos de control:
 - Los propietarios o los responsables deben elaborar y aplicar planes de mitigación para hacer frente a las emisiones de metano y, si se considera necesario, taponear permanentemente los pozos.
 - Cuando se detecten emisiones de metano en pozos inactivos, en pozos taponeados temporalmente o en pozos taponeados y abandonados de forma permanente, los propietarios o

¹⁶⁴ US EPA Final Rule, 40 CFR 60.5371b(d), <https://www.ecfr.gov/current/title-40/section-60.5371b>

¹⁶⁵ US EPA Final Rule, 40 CFR 60.5371b(c)(9), <https://www.ecfr.gov/current/title-40/section-60.5371b>

¹⁶⁶ US EPA Final Rule, 40 CFR 60.5371b(e)(1), <https://www.ecfr.gov/current/title-40/section-60.5371b>

¹⁶⁷ US EPA Final Rule, 40 CFR 60.5371b(e), <https://www.ecfr.gov/current/title-40/section-60.5371b>



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

responsables deberán tomar todas las medidas necesarias a su alcance para remediar, recuperar y taponear de forma permanente dichos pozos.

- Cuando los propietarios o responsables puedan demostrar que la aplicación del plan de mitigación no es posible dentro del plazo establecido, por razones de seguridad, administrativas o técnicas, podrán retrasar su implementación. El plan de mitigación deberá incluir todas las pruebas necesarias que justifiquen dicha decisión. En tales casos, la implementación se llevará a cabo lo antes posible, garantizando que la fecha final para las medidas de mitigación de cada pozo no supere los tres años desde la presentación del primer informe.¹⁶⁸
- Requisitos de monitoreo:
 - Las emisiones de metano de todos los pozos inactivos y taponeados temporalmente deben ser monitoreadas y cuantificadas.¹⁶⁹
- Control documental
 - Los propietarios o responsables deberán establecer y poner a disposición del público un inventario de todos los pozos inactivos, pozos taponeados temporalmente y pozos taponeados y abandonados de forma permanente que se hayan registrado.¹⁷⁰
- Informes.
 - Los operadores deben presentar informes que contengan información sobre la cuantificación de las emisiones de metano y, cuando existan equipos de medición de la presión, información sobre las mediciones de la presión de todos los pozos inactivos y pozos taponeados temporalmente, que se presentará a las autoridades competentes cada año.¹⁷¹
 - Dichos informes incluirán la cuantificación de las emisiones de metano a la atmósfera y al agua, así como información sobre el monitoreo de la presión, cuando proceda, utilizando las normas o prescripciones técnicas especificadas por el regulador.¹⁷²
- Los requisitos de control y monitoreo dejarán de aplicarse a los pozos cuando se facilite a las autoridades competentes la cuantificación de las emisiones de metano y, donde existan equipos de medición de presión, cuando los datos de medición de presión demuestren que no ha habido emisiones de metano de un pozo inactivo o taponeado temporalmente

¹⁶⁸ EU Regs Article 18 (9)

¹⁶⁹ EU Regs Article 18 (9)

¹⁷⁰ EU Regs Article 18 (1)

¹⁷¹ EU Regs Article 18 (3)

¹⁷² EU Regs Article 18 (3)

durante los últimos cinco años (tres años en el caso de los pozos costa afuera).^{173,174}

- Antes de su envío a las autoridades competentes, los informes serán evaluados por un verificador e incluirán una declaración de verificación.¹⁷⁵



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

Definiciones

Componente crítico: se refiere a un componente que para ser reemplazado obligaría al paro de actividades o procesos críticos. 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.¹⁷⁶

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 donde la potencia de todos los compresores equivale a tres o más megawatts.¹⁷⁷

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 diurnos 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 hacia afuera.

Pérdidas por vaporización (flasheo): se refiere al gas disuelto que contiene el petróleo crudo, condensado o agua producida bajo presión que 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

¹⁷³ EU Regs Article 18 (5)

¹⁷⁴ EU Regs Article 18 (4)

¹⁷⁵ EU Regs Article 18 (7)

¹⁷⁶ [CARB](#) § 95667(a)(12)

¹⁷⁷ [BC regulation](#) § 52.05 (1)

subterráneo a un tanque de almacenamiento en la superficie a presión atmosférica.



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

P: 617.624.0234
F: 617.624.0230

catf.us

Sistema de medición de tanques de almacenamiento se refiere al equipo y métodos utilizados para determinar la cantidad y calidad de los líquidos dentro de un tanque de almacenamiento sin necesidad de un acceso directo a través de la escotilla del tanque.¹⁷⁸

Sistema de recolección y retorno de vapores: se refiere a un sistema cerrado diseñado para prevenir la liberación de COV al transferir hidrocarburos líquidos a un equipo o tanque de almacenamiento. Este sistema funciona porque los hidrocarburos líquidos transferidos fuerzan los vapores del equipo o tanque hacia el tanque que se descarga de líquidos o hacia un equipo de control de contaminantes atmosféricos.¹⁷⁹

Sistema / unidad 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.¹⁸⁰

¹⁷⁸ [Colorado Regulation](#) § D.II.A.22.

¹⁷⁹ [Colorado Regulation](#) § D.II.A.25.

¹⁸⁰ [CARB](#) § 95667(a)(62)