



**PRINCIPALES PRÁCTICAS
REGULATORIAS PARA REDUCIR
LAS EMISIONES DE METANO DE LA
INDUSTRIA DE PETRÓLEO Y GAS**

**Lecciones
aprendidas
para México**

Visión panorámica

El 30 de julio de 2018, México lanzó oficialmente un proyecto de regulaciones integrales para reducir las emisiones de metano del sector de petróleo y gas natural, como parte de los esfuerzos del país para implementar compromisos climáticos internacionales y apoyar la eficiencia de la industria. El objetivo de este proyecto de regulación es garantizar que México reduzca sustancialmente las emisiones de metano, aún cuando este sector crezca debido a la reforma energética. Al hacerlo, México protege el ambiente y cosecha todo el beneficio económico de este recurso energético.

El borrador de las regulaciones para reducir las emisiones de metano de petróleo y gas ahora está abierto para consulta pública. Las disposiciones que establece están en línea con las mejores prácticas internacionales para regular el metano y, si las regulaciones finales siguen de cerca la propuesta, México estará encaminado a cumplir con el compromiso del país de reducir las emisiones de metano en un 40-45% para 2025.¹ La nación también podrá reclamar su lugar como líder mundial en la implementación de medidas rigurosas de aire limpio para la industria del petróleo y el gas.

¿Por qué el metano?

El metano es un potente gas de efecto invernadero con más de 80 veces el efecto de calentamiento del clima que el bióxido de carbono, en un período de 20 años. El metano es responsable de aproximadamente el 25% del calentamiento que sentimos hoy.² Estos hechos hacen que las reducciones de metano a corto plazo sean un elemento indispensable de los esfuerzos internacionales para combatir el cambio climático.

El metano es también el componente principal del gas natural, un producto valioso. Por lo tanto, las acciones que eliminan o reducen las pérdidas de metano a la atmósfera son altamente costo-efectivas, ya que una menor cantidad de emisiones de metano se traduce en más productos en la tubería. La Agencia Internacional de la Energía dice que, globalmente, la industria del petróleo y el gas puede reducir de manera costo-efectiva hasta el 75% de sus emisiones; y el 50% de las reducciones mundiales de metano se puede realizar a un costo neto nulo. Este nivel de reducción ofrece el mismo beneficio climático a largo plazo que el cierre inmediato de todas las plantas de carbón en China.³ Esa es una gran victoria para el clima y la economía.

La reducción de las emisiones de metano también puede tener importantes beneficios en la calidad del aire. Las acciones que liberan emisiones de esta sustancia, como las fugas involuntarias y los venteos y quema intencionales, también emiten tóxicos del aire nocivos y compuestos orgánicos volátiles (COV) que forman smog. Por lo tanto, las medidas para reducir las emisiones de metano, como inspecciones frecuentes para identificar y reparar fugas, también conducen a una mejor protección de la salud pública como un beneficio conjunto. La reducción de la quema con an-



torcha también puede reducir las emisiones de Carbono Negro para lograr objetivos simultáneos de calidad del aire y mitigación del clima.

Los beneficios potenciales para el clima, la economía y la salud pública hacen que la reducción del metano sea una oportunidad que México no puede permitirse perder.

¹<https://pm.gc.ca/eng/news/2016/06/29/leaders-statement-north-american-climate-clean-energy-and-environment-partnership>

² Los datos provienen de IPCC AR5 WGI 2013 Capítulo 8 SM, Tabla 8.SM.6'

³<https://www.iea.org/newsroom/news/2017/october/commentary-the-environmental-case-for-natural-gas.html>

¿Por qué México?

México es el quinto mayor emisor mundial de contaminación por metano proveniente de la industria de petróleo y gas.^{4a}

Como resultado de la histórica reforma energética, la industria del petróleo y el gas de México está lista para una mayor modernización y expansión. Si bien el aumento de la producción tendría beneficios sociales y económicos positivos, todo esto podría verse socavado por el problema de las emisiones de metano existente en México, que solo empeorará si no se aborda.

Afortunadamente, México ha sido un líder visible y fuerte en materia de cambio climático, y tomar medidas sobre el metano presenta una oportunidad para consolidar este liderazgo mundial. En acuerdo con Canadá y los Estados Unidos, México se comprometió a reducir sus emisiones de metano en un 40-45% para el año 2025. Alcanzar esta meta cumpliría con el 10% del compromiso total de México con los Acuerdos de París. Un análisis sobre la relación costo-efectividad de la reducción de metano de petróleo y gas en México muestra que México puede lograr esta reducción sin costo neto.^{4b}

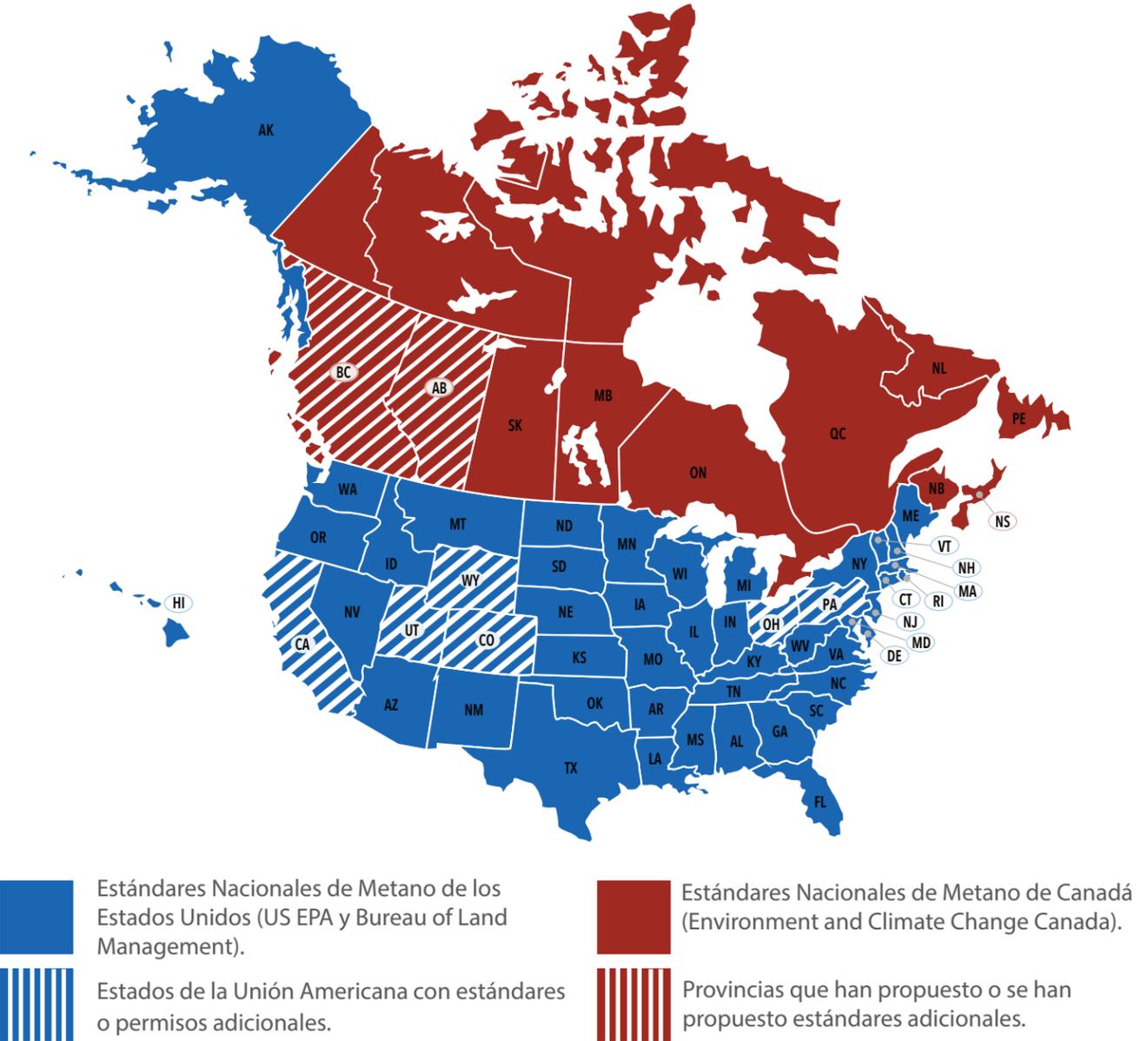
México acordó desarrollar e implementar regulaciones para asegurar que se cumpla su meta nacional de reducción de emisiones de metano en 2025. El borrador de las regulaciones publicado el 30 de julio es el primer paso para finalizar las regulaciones que serán emitidas posteriormente en 2018. Evitar la emisión de metano es consistente con una agenda de inversión para mejorar PEMEX y disminuir las compras de energía extranjera, prioridades clave para la Administración entrante de México. Más allá, dado que el metano es el principal componente del gas natural, la reducción de estas emisiones también es clave para evitar el desperdicio de este precioso recurso, preservar la riqueza de México y aumentar el potencial del país para aliviar la pobreza.

Este documento proporciona una visión panorámica de lo que otras jurisdicciones están haciendo acerca de las emisiones de metano del sector petróleo y gas, así como una lista de verificación de los asuntos clave que las regulaciones mexicanas deben abordar.



Mapeo de las acciones para reducir metano

Las empresas y los países que representan más del 40% de la producción mundial de petróleo y gas han acordado limitar sus emisiones de metano en cierta medida. Las jurisdicciones nacionales y subnacionales de los Estados Unidos y Canadá han emitido reglamentos o se han comprometido a hacerlo para cumplir los objetivos de reducción de metano. Si bien las regulaciones federales de los Estados Unidos están en el limbo, otras jurisdicciones subnacionales están avanzando. Incluso si las regulaciones federales fueran eliminadas, la acción en los estados es significativa. Los estados de la Unión Americana que cuentan con regulaciones para reducir emisiones en este sector producen más petróleo y gas que México.



Notas:

1. Es conveniente hacer notar que algunas de estas reglas aplican al metano, mientras que otras están relacionadas con las emisiones de COV, que también reducen las emisiones de metano como un beneficio conjunto.
2. La Provincia de Alberta en Canadá ha propuesto proyectos regulatorios que no son creíbles. Mientras que está destacado en este mapa, sus regulaciones no corresponden a las mejores prácticas internacionales de otras jurisdicciones.

^{4a} <https://rhg.com/research/untapped-potential-reducing-global-methane-emissions-from-oil-and-natural-gas-systems/>

^{4b} <https://www.edf.org/energy/mexicos-opportunity-cut-oil-and-gas-methane>

Emergen mejores prácticas

La fuerza de las regulaciones varía de una jurisdicción a la siguiente. Algunos regulan las emisiones de metano directamente, mientras que otros abordan los compuestos orgánicos volátiles (COV), lo que reduce el metano como un co-beneficio. Algunas de las mejores prácticas clave surgieron de las medidas reglamentarias adoptadas hasta el momento. Esas mejores prácticas son:

1. Logra reducciones ambiciosas de emisiones de metano en múltiples segmentos del sector de petróleo y gas, así como de todas las fuentes de emisiones importantes, nuevas y existentes.
2. Reduce el venteo de diseño del equipo y el no intencional.
3. Reduce el venteo del gas asociado de los pozos de petróleo.
4. Requiere detección y reparación de fugas con regularidad.

El Anexo proporciona más detalles acerca de estas diversas acciones.

¿Cómo se compara México?

Al diseñar las reglamentaciones propuestas, la Agencia Mexicana para la Seguridad, la Energía y el Medio Ambiente (ASEA) ha realizado un gran esfuerzo para revisar e incorporar las mejores prácticas internacionales para reducir las emisiones de metano de petróleo y gas, incluyendo insumos técnicos y asesoramiento de expertos nacionales e internacionales.

La implementación rápida será clave para lograr los objetivos de reducción de emisiones.

A medida que México finaliza sus reglamentaciones, la lista de verificación en la tabla a continuación proporciona una guía para garantizar que su enfoque sea sólido y esté alineado con las mejores prácticas reglamentarias de otras jurisdicciones. Además, estas prácticas principales brindan a la sociedad civil estándares internacionales mediante los cuales puedan juzgar la solidez de las regulaciones de México. Las regulaciones finales que emita México deben ser lo más firmes posible para garantizar que se cumplan los objetivos de reducción de emisiones y se alcancen sus beneficios climáticos, económicos y de salud pública.



Mejores prácticas	Acciones concretas	Acciones incluidas en el borrador publicado	Observaciones de EDF+CAI	Oportunidades de mejora
1. Consigue reducciones ambiciosas de emisiones de metano en múltiples segmentos del sector de petróleo y gas y de todas las fuentes de emisiones importantes, nuevas y existentes	1.1 Aplica a los siguientes segmentos: <ul style="list-style-type: none"> • exploración y producción • condensado de petróleo crudo y separación y almacenamiento de agua producida • almacenamiento de gas natural • estaciones de recolección y refuerzo de gas natural • plantas de procesamiento de gas natural • estaciones de compresores de transmisión de gas natural • oleoductos de petróleo crudo, condensados y gas natural 	El borrador regulatorio aplica a segmentos similares.		
	1.2 Estándares obligatorios con base en el desempeño	El borrador regulatorio incluye mandatos, objetivos con base en el desempeño y mejores prácticas basadas en el rendimiento.		Aclarar que los requisitos del Título III son obligatorios, no obstante, la regla proporciona un calendario de cumplimiento gradual para los operadores de las fuentes existentes.
	1.3 Dirigido a fuentes de emisiones más grandes	El borrador regulatorio está dirigido a fuentes de emisión más grandes		
	1.4 Limitado y claramente circunscrito	Art. 2 & T. III		
	1.5 Excepciones	El cumplimiento es mandatorio y el borrador regulatorio		



Bien



Bien, pero necesita aclaración



Necesita mejora

Mejores prácticas	Acciones concretas	Acciones incluidas en el borrador publicado	Observaciones de EDF+CAI	Oportunidades de mejora
2. Reduce el venteo de diseño del equipo y el no intencional	2.1 Ingeniería y diseño de equipos nuevos cero emisiones y emisiones cercanas a cero (por ejemplo, instrumentos que usan electricidad o aire en lugar de gas natural como fuente de energía)	Estos elementos se abordan en diferentes grados en Art. 24, 27, 33.		
	2.2 Retro-adaptación del equipo existente para que sea emisiones cero o emisiones cercanas a cero (por ejemplo, remplazo de los dispositivos neumáticos de alta purga por baja o sin purga)			
	2.3 Reducción de todo el venteo intencional entre fuentes (por ejemplo dispositivos de tanques, dispositivos neumáticos, compresores, deshidratadores, mantenimiento de tuberías).			
	2.4 Minimización de la quema con antorcha y solo se permite cuando la captura no sea factible			
	2.5 Asegurar que toda la quema se realice con antorchas eficientes			Se recomienda actualizar la norma de venteo y quema de la Comisión Nacional de Hidrocarburos para requerir un 98% de Eficiencia de Destrucción y Reducción las emisiones de exploración y producción, en lugar de modificar esta regulación.

Bien Bien, pero necesita aclaración Necesita mejora

Mejores prácticas	Acciones concretas	Acciones incluidas en el borrador publicado	Observaciones de EDF+CAI	Oportunidades de mejora		
3. Reducción del venteo y quema del gas asociado en los pozos de petróleo	3.1. Prohibición del venteo del gas asociado en los pozos de petróleo	ASEA reporta que esta regulación complementa controles de venteo establecidos en diferentes regulaciones (CNH: Utilización Gas Asociado; y ASEA: exploración y extracción de convencional y no convencional). Venteo es prohibido, excepto en caso de emergencia o seguridad operacional. Art. 26 Art 64. Capítulo X		Según corresponda, incorporar referencias cruzadas a otras reglamentos relevantes y revisar la regulación de la CNH para definir claramente el venteo de emergencia para asegurar que el venteo esté limitado a unas pocas excepciones.		
				3.2. Limitar la quema de gas asociado; sólo permitir en caso de que su captura no sea factible		En la regulación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, requerir que los operadores capturen el gas asociado; el quemado por antorcha solo se permite cuando la captura sea inviable.
				3.3. Asegurar que todas las quemadas permitidas se lleven a cabo con antorchas eficientes		Se recomienda que la regulación de venteo y quemado por antorcha de la CNH requiera un 98% de Eficiencia de Destrucción y Recuperación, en lugar de cambiar cualquier cosa en esta regla.

Bien Bien, pero necesita aclaración Necesita mejora

Mejores prácticas	Acciones concretas	Acciones incluidas en el borrador publicado	Observaciones de EDF+CAI	Oportunidades de mejora
4. Detección y reparación de fugas regulares	4.1. Inspecciones trimestrales de pozos, plantas de procesamiento de gas, estaciones de compresores, baterías de tanques	El borrador regulatorio incluye estas acciones		
	4.2. Inspecciones integrales aplicables a todas las fuentes con potencial de fugas, venteo no intencional o anormal			
	4.3. Incluir una ruta de cumplimiento alternativo robusto que permita el uso de tecnologías emergentes que sean tan efectivas en la reducción de emisiones como instrumentos permitidos y que esté sujeto a aportes públicos y revisión regulatoria.			Incluir el requerimiento de proporcionar documentación adecuada (por ejemplo, campo o datos de prueba, modelado) para demostrar que el método o programa de monitoreo alternativo propuesto es capaz de lograr reducciones de emisiones que sean al menos tan efectivas como las reducciones logradas por Imagen Óptica de Gas o el Método 21.



Bien



Bien, pero necesita aclaración



Necesita mejora

Anexo

Este es un compendio de los principales requerimientos estatales y federales de los Estados Unidos para limitar las emisiones de metano provenientes de actividades terrestres de petróleo y gas, nuevas y existentes, y sus respectivos equipos. Este documento no tiene la intención de abordar todas las fuentes de emisiones de metano, sino que está centrado en aquellas fuentes estacionarias de exploración, producción y transporte de petróleo y gas que históricamente han sido objeto de regulación estatal y federal, en relación con la contaminación del aire. Entre las fuentes no incluidas se encuentran la quema de gas asociado de pozos petroleros, abandonados y huérfanos, así como la integridad de las instalaciones subterráneas de almacenamiento del gas natural y de los ductos, entre otros. En lugar de sugerir un lenguaje regulatorio, este anexo resalta las soluciones para la regulación de fuentes con base en la(s) regulación(es) de los Estados Unidos, las cuales sirven como un ejemplo de buenas prácticas actuales. Las notas al pie de página proporcionan citas al lenguaje regulatorio relevante.

Los requerimientos aplican a:

- Actividades o fuentes, nuevas y existentes, a menos que se especifique lo contrario.
- Actividades y equipos en la producción terrestre de petróleo crudo y en los segmentos de procesamiento, almacenamiento y transporte del gas natural.

Las actividades o fuentes “nuevas” son aquellas que inician o se construyen después de la fecha de vigencia de la regulación o requerimiento.

El anexo enumera las recomendaciones de política por fuente.

I. Equipos de combustión

- Requerimientos operativos
 - Si se utiliza una antorcha u otro dispositivo de combustión⁵ para controlar las emisiones de hidrocarburos, éste deberá estar encerrado; estar equipado y funcionar con autoencendido; no tener emisiones visibles durante las operaciones normales; y estar diseñado de forma tal que un observador pueda determinar si está funcionando correctamente⁶, por medio de observación visual desde el exterior de la antorcha o dispositivos de combustión cerrados.
- Requisitos de monitoreo
 - La operación de un dispositivo de combustión utilizado para controlar las emisiones deberá ser controlado continuamente utilizando cualquier dispositivo que detecte y registre un parámetro que indique si el dispositivo de combustión está funcionando para lograr el requerimiento de control del 98%⁷.

II. Controles Neumáticos de Purga Continua

- Requerimientos de control
 - Nuevos controladores: no deberán ventear a la atmósfera.⁸ Los operadores pueden cumplir este requisito a través del uso de dispositivos sin purga en las instalaciones que tengan acceso a la red o energía renovable⁹ o enviando las emisiones a un sistema de recolección de vapor¹⁰ que las capture. Si no es posible capturar¹¹ las emisiones, los operadores pueden usar una antorcha.¹²

⁵Un dispositivo de combustión significa un dispositivo cerrado con una eficiencia proyectada de destrucción de al menos 98% para hidrocarburos y equipado con un autoencendido. Regulación de Colorado Número 7, 5 C.C.R. 1001-9, §§ XVII.B.2.b, XVII.B.2.d, XVII.D.3, disponible en https://www.colorado.gov/pacific/sites/default/files/5-CCR-1001-9_0.pdf.

⁶Id. at § XVII.B.2.b.

⁷Ver Environmental Protection Agency, Final Rule, Oil and Natural Gas Sector: Emission Standards for New and Modified Sources, 81 Fed. Reg. 35824 (June 3, 2016), 40 C.F.R. § 60.5417a, (“EPA OOOOa).

- ii. Controladores existentes en las instalaciones de producción: Se requieren la retro-adaptación de los controladores de purga continua existentes, de tal manera que, las emisiones de todos los controladores sean sin purga (cero emisiones) o se limiten a 6 pies cúbicos estándar por hora (niveles de “bajo sangrado”).¹³ Si no es posible capturar las emisiones, los operadores pueden usar una bengala.¹⁴
- iii. Controladores existentes en plantas de procesamiento de gas y estaciones de compresores. No utilizar purga.¹⁵
- b. Monitoreo
 - i. Inspeccionar los dispositivos neumáticos y el sistema de recuperación de vapores o dispositivo de control como parte del programa de detección y reparación de fugas (LDAR, por sus siglas en inglés).¹⁶
 - ii. Probar los dispositivos de baja purga utilizando un método de medición directa para asegurarse de que no estén ventilando el gas a una velocidad superior a seis (6) pies cúbicos estándar por hora (SCFH).¹⁷
- c. Mantenimiento de registros
 - i. Documentación de la tasa de purga de gas natural o, si la tasa de purga es cero, documentación del tipo de controlador neumático.¹⁸
- d. Reporte
 - i. Informe anual que demuestre el cumplimiento y el registro de cualquier desviación acompañada de la certificación de la integralidad, precisión y veracidad del informe firmado por un funcionario responsable.¹⁹

III. Controladores neumáticos de venteo intermitente

- a. Requerimientos de control
 - i. Los controladores no deben ventilar el gas natural cuando está inactivo (no actuando), estado determinado al probar el dispositivo cuando no está actuando, de acuerdo con los requerimientos de detección y reparación de fugas;²⁰ y
- b. Monitoreo
 - i. Inspeccionar los dispositivos neumáticos cuando no estén actuando como parte del programa LDAR.²¹
- c. Mantenimiento de registros
 - i. Documentación de que el dispositivo no está ventilando cuando está inactivo y no está actuando.²²
- d. Informes
 - i. Informe anual que demuestre el cumplimiento y el registro de cualquier desviación acompañada de la certificación de la integralidad, precisión y veracidad del informe firmado por un funcionario responsable.²³

IV. Descarga de líquidos

- a. Requerimientos de control
 - i. Pozos nuevos y existentes: se requiere que los pozos existentes utilicen cualquier medio para crear presión diferencial para descargar los líquidos desde pozos sin ventilación.²⁴ Si estos métodos no tienen éxito en la descarga de los líquidos del pozo, el pozo puede ser ventilado a la atmósfera. Los operadores deben permanecer en el sitio durante cualquier evento de descarga de líquidos para garantizar que cualquier ventilación a la atmósfera se limite a no más de lo que es prácticamente necesario.²⁵
- b. Mantenimiento de registros
 - i. Los operadores deben conservar registros de la causa, fecha, hora, duración y volumen estimado de cada evento de ventilación.²⁶
- c. Informes
 - i. Informe anual que demuestre el cumplimiento y el registro de cualquier desviación, acompañada de la certificación de la integralidad, precisión y veracidad del informe firmado por un funcionario responsable.²⁷

⁸ California Final Regulation Order, March 25, 2016 (“CARB”), 17 C.C.R. § 95668(e)(2), (5) disponible en: <https://www.arb.ca.gov/regact/2016/oiland-gas2016/oilgasfro.pdf>.

⁹Ver *Id.* at § 95668(e)(5)(A); ver también 5 C.C.R. 1001-9, § XVIII.C.2.a (requiriendo el uso de controladores sin purga donde “se esté utilizando energía de la red eléctrica y donde el uso de un controlador neumático sin purga sea económico y técnicamente posible”).

¹⁰Sistema de recolección de vapor: equipo y componentes instalados en recipientes a presión, separadores, tanques o sumideros, incluidas tuberías, conexiones y dispositivos de inducción de flujo, utilizados para recolectar y dirigir las emisiones a un sistema de procesamiento, para ventas, sistema de gas combustible; a un pozo de inyección subterránea. CARB, 17 C.C.R. § 95667(a) (62) “Sistema de recolección de vapor”: equipos y componentes instalados en recipientes a presión, separadores, tanques o sumideros, incluidas tuberías, conexiones y dispositivos de inducción de flujo, utilizados para recoger y enviar el vapor emitido a un sistema de procesamiento, ventas, o sistema de gas combustible; a un pozo de eliminación de gas; o a un dispositivo de control de vapor.

¹¹Wyo. Dep’t of Env’tl. Quality, Oil and Gas Production Facilities: Chapter 6 Section 2 Permitting Guidance (Junio de 1997, Revisado en mayo de 2016) (“WY Permitting Guidance”), 11, disponible en: <http://deq.wyoming.gov/media/attachments/Air%20Quality/New%20Source%20Review/Guidance%20Documents/5-12-2016%20Oil%20and%20Gas%20Guidance.pdf>; ver también CARB § 95668(e)(5).

¹²*Id.*
¹³EPA Control Techniques Guidelines for the Oil and Natural Gas Industry (“CTGs”), Oct. 20, 2016, § 6.4, disponible en <https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-10/documents/2016-ctg-oil-and-gas.pdf>; Bureau of Land Management, Final Rule, Waste Prevention, Production Subject to Royalties, and Resource Conservation (“BLM”), 81 FR 83008, Nov. 18, 2016, 43 C.F.R. § 3179.201(a)(1), disponible en [file:///Users/Bessie/Downloads/BLM-2016-0001-9126%20\(1\).pdf](file:///Users/Bessie/Downloads/BLM-2016-0001-9126%20(1).pdf); Wyo. Dep’t of Env’tl. Quality, Air Quality Division, Chapter 8, Nonattainment Area Regulations, Section 6(f), (“Wyoming Nonattainment Area Regulations”) available at <http://sos.wy.state.wy.us/Rules/default.aspx>; CARB, § 95668(e)(2)(A)(1).

¹⁴CARB § 95668(e)(5)(a); Wyoming Nonattainment Area Regulations, Section 6(f).

¹⁵Environment & Climate Change Canada, Proposed Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector) (May 27, 2017), disponible en <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2017/2017-05-27/html/reg1-eng.php>.

¹⁶CARB § 95668(e)(2); ver también Colorado Reg. 7, § XVIII.F.

¹⁷CARB § 95668(e)(2).

¹⁸Ver 40 C.F.R. § 60.5390a.

¹⁹Ver e.g., Wyoming Permitting Guidance (Requisitos de cumplimiento para los requisitos de BMP de purga de aire en pozos); 40 C.F.R. § 60.5420(c)(1) (Requisitos EPA para terminación de pozos de gas); ver también Colorado Reg. 7, § XVII.F.9.f.

²⁰CARB, § 95668(e)(3); Ohio General Permit 18.1.C.1.d.2.b., disponible en http://epa.ohio.gov/dapc/genpermit/ngcs/GP_181.aspx; ver también Colorado Reg. 7, § XVIII.F.

²¹CARB § 95668(e)(3); Ohio General Permit 18.1.C.1.d.2.b., disponible en http://epa.ohio.gov/dapc/genpermit/ngcs/GP_181.aspx; ver también la propuesta Colorado Reg. 7, § XVIII.F. (October 18, 2017).

²²40 C.F.R. §§ 60.5390(c)(1), 5420(b)(5)(i).

²³Wyoming Oil and Gas Production Facilities Ch. 6, Sec. 2 Permitting Guidance (Nov. 2013) (Requisitos de cumplimiento para los requisitos de BMP de purga de aire en pozos); 40 C.F.R. § 60.5420(c)(1) (Requisitos EPA para terminación de pozos de gas); see also CO Reg. 7, § XVII.F.9.f.

²⁴Colorado Reg. 7, § XVII.H.1.a; see also BLM, 43 C.F.R. § 3179.204.

²⁵*Id.*

²⁶CO Reg. 7, § XVII.H.1.c; 43 C.F.R. § 3179.204(c)(2).

²⁷Ver e.g., Wyoming Permitting Guidance (Nov. 2013) (Requisitos de cumplimiento para los requisitos de BMP de purga de aire en pozos); 40 C.F.R. § 60.5420(c)(1) (Requisitos EPA para terminación de pozos de gas); ver también Colorado Reg. 7, § XVII.F.9.f.

V. Fugas en equipo

- a. Aplicable a pozos, sitios de pozos, estaciones de compresión, baterías de tanques y plantas de procesamiento de gas.
- b. Requerimientos de control
 - i. Inspección inmediata después de la puesta en marcha, al menos dentro de los 30 días siguientes.²⁸
 - ii. Inspecciones trimestrales²⁹ de componentes utilizando un dispositivo óptico de obtención de imágenes de gases o un dispositivo alternativo aprobado que sea igual o más eficaz para detectar fugas.³⁰
 1. Componentes significa cualquier componente que tenga el potencial de generar emisiones fugitivas de metano, incluyendo, entre otros, una válvula, accesorio, brida, conexión roscada, drenaje de proceso, caja de empaquetadura, vacío-presión, válvula, tubería, sistema de fluido sellado, diafragma, escotilla, mirilla, medidor, línea abierta, purga continua y dispositivo neumático de ventilación intermitente con gas natural, bomba neumática a gas natural, sello húmedo del compresor centrífugo o empaque, empaquetadura o sello del vástago recíprocante, dispositivos de combustión y sistemas de recuperación de vapor.³¹
 2. La regla incluye un sólido camino de cumplimiento para evaluar y aprobar tecnologías de monitoreo alternativas tales como los monitores emergentes y continuos de metano.³²
 - iii. Inspecciones auditivas, visuales u olfativas (AVO) diarias en instalaciones con personal e inspecciones semanales de audio, visuales u olfativas en instalaciones controladas a distancia.³³
 - iv. Reparar o reemplazar todas las “emisiones fugitivas” dentro de los 5 días hábiles posteriores al descubrimiento, a menos que el componente sea un componente crítico o inseguro para monitorear.³⁴ Si se trata de un componente crítico o inseguro para monitorear, los operadores deberán minimizar la fuga dentro del día de la detección y reparar la fuga para el final del siguiente cierre del proceso o dentro de 12 meses, lo que ocurra primero.³⁵
 1. Emisiones fugitivas significa cualquier emisión visible de un componente de emisiones fugitivas observado utilizando imágenes ópticas de gases.³⁶
 2. Emisiones fugitivas significa cualquier concentración de hidrocarburos superior a 500 ppm para cualquier medición que utilice un monitoreo cuantitativo basado en instrumentos aprobados.³⁷

²⁸Colorado Reg. 7, § XVII.F.4.a; 40 C.F.R. 60.5397a(f)(1).

²⁹40 C.F.R. § 60.5397a(g); Colorado Reg. 7, § XVII.F.4.a; CARB § 95669(g); Pa. Dep't of Env'tl. Prot., Proposed General Plan Approval And/Or General Operating Permit BAQ-GPA/GP5, Section K (“Pennsylvania General Permit 5”), disponible en http://www.e-library.dep.state.pa.us/dsweb/Get/Document-116053/2700-PM-BAQ0267_GP-5%20.pdf; Ohio Env'tl. Prot. Agency, General Permit 12.1(C)(5)(c)(2), 12.2(C)(5)(c)(2), disponible en http://epa.ohio.gov/Portals/27/oil%20and%20gas/GP12.1_PTIOA20140403final.pdf; WY Permitting Guidance at 22; Wyoming Nonattainment Area Regulation §(6)(g)(1)(a); 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, II.B.10 (June 5, 2014), disponible en <http://www.deq.utah.gov/Permits/GAOs/oilgas/oilgasgao.htm>.

³⁰43 C.F.R. § 3179.302(a); 40 C.F.R. § 50.5397a(a)

³¹CARB § 95667(a)(9); Ohio General Permit 18.1.C.1.d.2.b.; ver también 40 C.F.R. § 60.5430a.

³²CO Reg. 7, § XII.L.8.a(ii)(I); CDPHE, Alternative AIMM Guidance and Procedures, p. 1 (May 31, 2018) (disponible en https://drive.google.com/file/d/1reFIFX_DVI_Wcu82853NNekmhjOtljui/view).

³³CARB §95669(e).

³⁴CO Reg. 7, § XVII.F.7.a.

³⁵CO Reg. 7, § XVII.F.7.a § XVII.F.5.b; § CARB §§ 95669(h)(3). Componente crítico significa un componente que requeriría el apagado de una unidad de proceso si el componente fuera apagado o deshabilitado. Inseguro de monitorear significa que no es posible monitorear sin exponer al operador a un peligro inmediato como resultado del monitoreo.

³⁶40 C.F.R. § 60.5397a(a); see also CO Reg. 7, § XVII.F.4.

³⁷CO Reg. 7, § XVII.F.6(a).

- v. Reevaluación
 1. Cada componente reparado o reemplazado se debe volver a examinar tan pronto como sea posible para garantizar que no haya fugas, pero a más tardar 15 días después del descubrimiento de la fuga.³⁸
- c. Mantenimiento de registros
 - i. Se debe conservar registros que documenten los resultados de las inspecciones, incluida la identificación del número de fugas por componente, fecha de inspección y fecha de las reparaciones, fecha de nuevo monitoreo para verificar la reparación, lista de componentes inseguros a monitorear y de componentes críticos en la lista de reparaciones retrasadas, y plan para monitorear tales componentes.³⁹
- d. Informes
 - i. Se debe presentar un informe anual que incluya el número total de instalaciones inspeccionadas, el número total de inspecciones, el número total de fugas identificadas por componente, el número total de fugas reparadas, el número total de fugas en la lista de reparaciones retrasadas. Acompañado por la certificación de la integralidad, precisión y veracidad del informe firmado por un funcionario responsable.⁴⁰

VI. Deshidratadores de glicol

- a. Requerimientos de control
 - i. Los operadores controlarán las emisiones de los deshidratadores de glicol nuevos y existentes en un 98%.⁴¹
- b. Monitoreo
 - i. Inspeccionar el deshidratador de glicol y el sistema de recuperación de vapor o dispositivo de control como parte del programa LDAR. .⁴²
- c. Informes
 - i. Informe anual que demuestre el cumplimiento y el registro de cualquier desviación, acompañado de la certificación de la integralidad, precisión y veracidad del informe firmado por un funcionario responsable.⁴³

VII. Sellos de compresores centrífugos

- a. Requerimientos de control
 - i. Nuevo y existente: Se requieren operadores para dirigir las emisiones hacia un sistema de recolección de vapor o a un dispositivo de combustión. Alternativamente, los operadores pueden diseñar el compresor usando sellos secos.⁴⁴
- b. Monitoreo
 - i. Inspeccionar el compresor, los sellos húmedos, las válvulas de aislamiento, el sistema de recuperación de vapor o el dispositivo de control como parte del programa LDAR⁴⁵

³⁸40 C.F.R. § 60.5397a(j)(2).

³⁹CO Reg. 7, § XVII.F.4.

⁴⁰CO Reg. 7, § XVII.F.9.f.

⁴¹WY Permitting Guidance, 25 (require que todos los nuevos deshidratadores controlen las emisiones en un 98%); Wyoming Nonattainment Area Regulations, Section 6(d)(1)(A); CO Reg. 7, § XVII.D.3. Algunos estados establecen un umbral de control por debajo del cual los operadores no están obligados a instalar controles. Este umbral varía y depende de una serie de factores que incluyen si un dispositivo de control ya está presente o no en el sitio, el costo de instalar un nuevo dispositivo y el potencial de emisiones de los deshidratadores.

⁴²Ver e.g., CARB § 95668(c),(d) (componentes en los motores de los controladores y compresores están sujetos a programa LDAR).

⁴³Ver e.g., Wyoming Permitting Guidance (Requisitos de cumplimiento para los requisitos de BMP de purga de aire en pozos); 40 C.F.R. § 60.5420(c)(1) (Requisitos EPA para terminación de pozos de gas); ver también CO Reg. 7, § XVII.F.9.f.

⁴⁴CARB § 95668(e)(5); 40 C.F.R. §§ 5380(a)(1)-(2); 5380a(a)(1)-(2).

⁴⁵CARB § 95668(d)(3).

- c. Informes
 - i. Informe anual que demuestre el cumplimiento y el registro de cualquier desviación, acompañado de la certificación de la integralidad, precisión y veracidad del informe firmado por un funcionario responsable.⁴⁶

VIII. Empaquetadura del compresor recíprocante

- a. Requerimientos de control
 - i. Nuevo y existente: Enrutar las emisiones de las pilas de ventilación del compresor utilizadas para ventilar el empaque del vástago o las emisiones de sello a un sistema de recuperación de vapor, o si no es factible, a un dispositivo de combustión.⁴⁷
- b. Monitoreo
 - i. Inspeccionar el compresor, los sellos del compresor, el empaque del vástago y el sistema de recuperación de vapor o la parte del dispositivo de control del programa LDAR.⁴⁸
- c. Informes
 - i. Informe anual que demuestre el cumplimiento y el registro de cualquier desviación, acompañado de la certificación de la integralidad, precisión y veracidad del informe firmado por un funcionario responsable.⁴⁹

IX. Tanques de almacenamiento

- a. Requerimientos de control
 - i. Construir instalaciones sin tanque.⁵⁰
 - ii. Exigir que los operadores capturen y conserven las emisiones usando un sistema de recolección de vapor.⁵¹
 - iii. Prohibir la ventilación de las emisiones de hidrocarburos desde los puntos de acceso a los tanques durante el funcionamiento normal.⁵²
 - iv. Exigir a los operadores de tanques controlados que evalúen sus sistemas para controlar las emisiones de los tanques y certifiquen que cada sistema está diseñado para cumplir con la prohibición de no venteo.⁵³
- b. Monitoreo
 - i. Exigir al menos inspecciones visuales e inspecciones AVO mensuales de los tanques y los dispositivos de control para garantizar que las emisiones se envíen a las unidades de control y que las antorchas funcionen según lo previsto.⁵⁴
 - ii. Monitorear los tanques de almacenamiento, puntos de acceso y el sistema de recolección de vapor o cámara de combustión como parte del programa LDAR.⁵⁵

⁴⁶ Ver e.g., Wyoming Permitting Guidance (Nov. 2013) (Requisitos de cumplimiento para los requisitos de BMP de purga de aire en pozos); 40 C.F.R. § 60.5420(c)(1) (Requisitos EPA para terminación de pozos de gas); ver también CO Reg. 7, § XVII.F.9.f.

⁴⁷ CARB § 95668(d)(3)(A),(B); Ohio Env'tl. Prot. Agency, General Permit 17.1 Template, disponible en <http://epa.ohio.gov/dapc/genpermit/permitsec.aspx>; See CARB § 95668(d); See also 79 Fed. Reg. 41752 (July 17, 2014) and 40 C.F.R. § 60.5420(c).

⁴⁸ See CARB § 95668(c).

⁴⁹ Ver e.g., Wyoming Permitting Guidance (Nov. 2013) (Requisitos de cumplimiento para los requisitos de BMP de purga de aire en pozos); 40 C.F.R. § 60.5420(c)(1) (Requisitos EPA para terminación de pozos de gas); ver también CO Reg. 7, § XVII.F.9.f.

⁵⁰ Ver Boulder County Oil and Gas Regulations, Article 12-701.A.1.e., disponible en <https://assets.bouldercounty.org/wp-content/uploads/2017/02/land-use-code-article-12.pdf> (Siempre que el Condado pueda requerir la construcción de instalaciones sin tanque).

⁵¹ CARB, 95668(a)(6). Algunos estados establecen un umbral de control por debajo del cual los operadores no están obligados a instalar controles. Este umbral varía, y depende de una serie de factores que incluyen si un dispositivo de control ya está presente o no en el sitio, el costo de instalar un nuevo dispositivo y el potencial de emisiones de los tanques de almacenamiento.

⁵² Otro lenguaje potencial podría incluir "las escotillas deben cerrarse en todo momento, excepto durante el muestreo, la adición de material de proceso a través de la escotilla o las operaciones de mantenimiento asistidas." Ventura County R. 74.10.C.1.

⁵³ CO AQCC Reg. 7 § XVII.C.2.

⁵⁴ Id. at § C.1.

⁵⁵ Id. at § C.2.b.

- c. Mantenimiento de registros
 - i. Conservar registros mensuales de inspecciones visuales e inspecciones AVO.⁵⁶
- d. Mantenimiento de registros
 - i. Informe anual que demuestre el cumplimiento y el registro de cualquier desviación, acompañado de la certificación de la integralidad, precisión y veracidad del informe firmado por un funcionario responsable.⁵⁷

X. Bombas neumáticas

- a. Requerimientos de control
 - i. Nuevo y existente: utilice la bomba de purga cero o envíe las emisiones al sistema de recolección de vapor.⁵⁸
- b. Monitoreo
 - i. Monitoree la bomba, el sistema de recolección de vapor y la cámara de combustión como parte del programa LDAR.
- c. Informes
 - i. Informe anual que demuestre el cumplimiento y el registro de cualquier desviación, acompañado de la certificación de la integralidad, precisión y veracidad del informe firmado por un funcionario responsable.⁵⁹

XI. Líneas y válvulas abiertas y sistema de conexión de muestreo

- a. Requerimientos de control
 - i. Requerir que cada válvula o línea esté equipada con una tapa, brida ciega, tapón o segunda válvula. Alternativamente, los operadores pueden tratarlos como componentes fugitivos e incluirlos en el programa LDAR.⁶⁰
 - ii. Exigir que cada sistema de conexión de muestreo esté equipado con un circuito cerrado, ventilación o un sistema de purga.⁶¹

XII. Ventilación del compresor

- a. Requerimientos de control
 - i. Nuevo: El compresor debe diseñarse de manera que no se emita a la atmósfera gas proveniente de los respiraderos de purga del compresor. Este requisito se puede cumplir con un diseño que capture el 100% de los gases de estas fuentes y los envíe al sistema de recuperación de vapor, o si no es factible, a un dispositivo de combustión. Los requisitos de diseño anteriores se deben cumplir en todo momento en que haya presión presente en la válvula de aislamiento de entrada o descarga, incluidos los períodos de apagado intermitente o prolongado del compresor.⁶²

⁵⁶ Id. at §§ XVII.C.4, XVII.F.

⁵⁷ Ver e.g., Wyoming Permitting Guidance (Nov. 2013) (requisitos de cumplimiento para los requisitos de BMP de purga de aire en pozos); 40 C.F.R. § 60.5420(c)(1) (Requisitos EPA para terminación de pozos de gas); ver también CO Reg. 7 § XVII.F.9.f.

⁵⁸ 43 C.F.R. 3179.202(b); CARB § 95668(e)(4); Wyoming Nonattainment Area Regulation §6(e).

⁵⁹ Ver e.g., Wyoming Permitting Guidance (Nov. 2013) (requisitos de cumplimiento para los requisitos de BMP de purga de aire en pozos); 40 C.F.R. § 60.5420(c)(1) (Requisitos EPA para terminación de pozos de gas); ver también CO Reg. 7, § XVII.F.9.f.

⁶⁰ CO Reg. 7, § XVII.B.3.a.

⁶¹ Ohio Env'tl. Prot. Agency, General Permit 12.1.C.5.d.3.b, disponible en http://epa.ohio.gov/Portals/27/oil%20and%20gas/GP12.1_PTIOA20140403final.pdf

⁶² Ver Ohio Env'tl. Prot. Agency, General Permit 17.1.C.3, disponible en

- b. Monitoreo
 - i. Monitorear el compresor, el sistema de recolección de vapor y la cámara de combustión como parte del programa LDAR.
- c. Mantenimiento de registros
 - i. Mantener registros del número de eventos de purga, el volumen de gas emitido de todos los eventos de purga del compresor para cada mes, en scf; fracción molar de cada componente de CH₄ en la corriente de gas, usando un análisis representativo; y la suma durante 12 meses consecutivos ⁶³
- d. Informes
 - i. Informe anual que demuestre el cumplimiento y el registro de cualquier desviación, acompañado de la certificación de la integralidad, precisión y veracidad del informe firmado por un funcionario responsable. ⁶⁴

XIII. Pigging

- a. Requerimientos de control
 - i. Durante las actividades de pigging, el operador debe limitar las emisiones de metano mediante el uso de un sistema de recuperación de vapor, o si no es factible, un dispositivo de combustión. ⁶⁵
- b. Mantenimiento de registros
 - i. Fecha y hora de venteo,⁶⁶ y cantidades de venteo.⁶⁷
- c. Reporting
 - i. Informe anual que demuestre el cumplimiento y el registro de cualquier desviación, acompañado de la certificación de la integralidad, precisión y veracidad del informe firmado por un funcionario responsable. ⁶⁸

⁶³Ver Ohio Env'tl. Prot. Agency General Permit 17.1.C.1.d.2, disponible en http://epa.ohio.gov/dapc/genpermit/ngcs/GP_171.aspx

⁶⁴ Ver e.g., Wyoming Permitting Guidance (Nov. 2013) (requisitos de cumplimiento para los requisitos de BMP de purga de aire en pozos); 40 C.F.R. § 60.5420(c)(1) (requisitos EPA para terminación de pozos de gas); ver también CO Reg. 7, § XVII.F.9.f.

⁶⁵ Ver Ohio Env'tl. Prot. Agency General Permit 21.1.C.1.b., disponible en http://epa.ohio.gov/dapc/genpermit/ngcs/GP_171.aspx; Ver también Pennsylvania DEP General Permit 5A.K., disponible en <http://www.depgreenport.state.pa.us/elibrary/GetDocument?docId=19615&DocName=02%20GP-5A%20UNCONVENTIONAL%20NATURAL%20GAS%20WELL%20SITE%20OPERATIONS%20AND%20REMOTE%20PIGGING%20STATIONS%20GENERAL%20PLAN%20APPROVAL%20AND/OR%20GENERAL%20OPERATING%20PERMIT.PDF%20%20%3Cspan%20style%3D%22color%3b%22%3E%28NEW%29%3C/span%3E>

⁶⁶ Id.

⁶⁷ Wyoming Permitting Guidance (Nov. 2013) (requisitos de cumplimiento para los requisitos de BMP de purga de aire en pozos).

⁶⁸ Ver e.g., Wyoming Permitting Guidance (Nov. 2013) (requisitos de cumplimiento para los requisitos de BMP de purga de aire en pozos); 40 C.F.R. § 60.5420(c)(1) (requisitos EPA para terminación de pozos de gas); ver también CO Reg. 7, § XVII.F.9.f.

XIV. Terminaciones y re-terminación⁶⁹ de pozos de petróleo y gas

- a. Requerimientos de control
 - i. Durante la etapa inicial de reflujo, el propietario u operador de un pozo de gas dirigirá el reflujo hacia uno o más recipientes de llenado de pozos o tanques de almacenamiento y comenzará la operación de un separador;
 - ii. Durante la etapa de flujo de separación, el propietario u operador de un pozo de gas deberá encaminar todos los líquidos recuperados desde el separador a uno o más recipientes o tanques de almacenamiento bien terminados, reinyectar los líquidos en el pozo u otro pozo, o enviar los líquidos recuperados a un sistema de recolección. El propietario u operador de un pozo de gas dirigirá el gas recuperado desde el separador hacia una línea de flujo de gas o sistema de recolección, usará el gas recuperado como fuente de combustible en el sitio, o usará el gas recuperado para otro propósito para el que usaría un combustible comprado u otra materia prima;
 - iii. El dueño u operador de un pozo de gas deberá enviar todo el gas recuperado a la línea de flujo de gas tan pronto como sea posible o confinarlo y conservarlo. En los casos en que el gas recuperado no pueda dirigirse a la línea de flujo, el propietario u operador de un pozo de gas deberá capturar y dirigir el gas recuperado a un dispositivo de combustión, excepto en aquellas condiciones que puedan provocar un incendio o explosión, o donde haya altas emisiones de calor provenientes de un dispositivo de combustión que puedan tener un impacto negativo en los ríos navegables;
 - iv. El propietario u operador de un pozo de gas tiene el deber general de maximizar de forma segura la recuperación de los recursos y minimizar las emisiones a la atmósfera durante el reflujo y la posterior recuperación. ⁷⁰
 - v. Notificar [insertar al regulador apropiado] a más tardar dos (2) días antes del comienzo de cada operación de terminación del pozo y proporcionar la ubicación del pozo y la fecha planificada de la actividad de terminación. ⁷¹
- b. Notificación
 - i. El dueño u operador de un pozo de gas afectado sujeto a esta sección deberá enviar una notificación al Departamento a más tardar dos (2) días antes del comienzo de cada operación de terminación de pozo, que proporcione la fecha anticipada de la terminación del pozo, el número de pozo y el número de contacto de la ubicación, el propietario o el operador, y la fecha planificada del inicio de la devolución de flujo. ⁷²
- c. Mantenimiento de registros
 - i. Un registro para cada operación de terminación de pozos en cada pozo de gas afectado con operaciones de fracturamiento hidráulico, especificando lo siguiente: ubicación, fecha, hora y duración de finalización, duración de la combustión y venteo, si corresponde las razones específicas para la ventilación en lugar de captura o combustión. ⁷³
- d. Informes
 - i. Informe anual que demuestre el cumplimiento y el registro de cualquier desviación, acompañado de la certificación de la integralidad, precisión y veracidad del informe firmado por un funcionario responsable. ⁷⁴

⁶⁹ La re-terminación de pozos es la conversión de un pozo a producción de petróleo, gas y otros recursos del subsuelo desde ciertas zonas (formaciones, horizontes) a otros.

⁷⁰ 40 C.F.R. §§ 60.5375(a)(1)-(4); 60.5375a(a)(1)-(4).

⁷¹ Id. at §§ 60.5410; 60.5410a

⁷² Id. at §§60.5420(a)(2); 60.5420a(a)(2);

⁷³ Id. at §§60.5375(b); 60.5375a(b).

⁷⁴ Id. at §§ 60.5420(c)(1), 60.5420a(c)(1),