

# **Ведущие политики по сокращению выбросов метана при добыче нефти и газа**

Ноябрь 2025 г.



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

В этом документе представлены:

- A. Краткий обзор наиболее важных нормативных актов по загрязнению воздуха и климата нефтегазовой промышленностью, принятых национальными и региональными органами власти.
- B. Список рекомендуемых «лучших в своем классе» нормативных актов для каждого крупного конкретного источника выбросов/типа оборудования, выбранных из числа действующих правил.

Данный документ никоим образом не предназначен для использования в качестве юридического анализа.

Этот документ предназначен только для того, чтобы познакомить читателей с наиболее эффективными подходами к регулированию и задокументировать их. Хотя мы периодически обновляем этот документ в меру наших возможностей в ответ на изменения в регулировании, учитывая большое количество юрисдикций, включенных в этот обзор, и относительно быстрые темпы разработки и эволюции этих правил, читатели должны понимать, что часть документа может быть устаревшей.

Первоначально этот документ был подготовлен Элизабет Параньюс (Delone Law Inc.), Фондом защиты окружающей среды (EDF) и Целевой группой по чистому воздуху (CATF), а затем обновлен Целевой группой по чистому воздуху.



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

## Введение

### Обзор нормативных актов в нефтегазовой отрасли

Несколько дополнительных штатов США находятся в процессе разработки или усиления правил, а несколько других стран, включая Гану, Эквадор и Аргентину, начали разрабатывать политику, которая может сократить выбросы метана. Сила регулирования различается в зависимости от юрисдикции. Некоторые регулируют выбросы метана напрямую, в то время как другие рассматривают выбросы летучих органических соединений (ЛОС), которые сокращают выбросы метана в качестве сопутствующего эффекта, поскольку оба загрязнителя присутствуют в природном газе. В США и Канаде некоторые правила применяются только к новым объектам или оборудованию, в то время как другие правила применяются к существующему оборудованию.

По результатам нескольких исследований, меры по снижению выбросов метана в нефтегазовом секторе являются одними из самых простых для достижения значительного сокращения выбросов парниковых газов.<sup>1</sup> Для большинства компаний даже небольшие инвестиции в проекты по повышению эффективности и снижению выбросов конкурируют за капитал с проектами по разведке и добыче; из-за более высокой доходности последние, как правило, финансируются за счет первых. Это главная причина, по которой добровольные программы достигли лишь скромных результатов, а нормативные акты могут сыграть большую роль в снижении выбросов при минимальных затратах для компаний.

### Национальные нормативные акты

#### Соединенные Штаты

В 2024 году Агентство по охране окружающей среды США (USEPA) опубликовало правила по метану для новых и существующих объектов нефтегазовой отрасли, установив одни из самых строгих в мире общенациональных стандартов. Эти правила были подкреплены мощным экономическим стимулом в рамках Программы сокращения выбросов метана (Methane Emissions Reduction Program, MERP), предусмотренной Законом о снижении инфляции (Inflation Reduction Act, IRA), который ввёл сбор за выбросы отходов и требование обновить правила отчётности по метану.<sup>2</sup> [В момент обновления этого документа в

<sup>1</sup> *Summary of Methane Emission Reduction Opportunities Across North American Oil and Natural Gas Industries*. ICF International. Май 2016 г. [https://www.edf.org/sites/default/files/north-american-executive-summary\\_english.pdf](https://www.edf.org/sites/default/files/north-american-executive-summary_english.pdf)

<sup>2</sup> *Waste Emissions Charge for Petroleum and Natural Gas Systems: Procedures for Facilitating Compliance, Including Netting and Exemptions*, 89 Fed. Reg. 16,820 (18 ноября 2024 г.). Доступно по адресу: <https://www.federalregister.gov/documents/2024/11/18/2024-26643/waste-emissions-charge-for-petroleum-and-natural-gas-systems-procedures-for-facilitating-compliance#:~:text=Agency%20Environmental%20Protection%20Agency,Published%20C>



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

2025 году эти правила находились в процессе отмены и/или отложения из-за смены администрации США - все меры обсуждаются в настоящем времени, если не указано иное].

В соответствии с положениями Закона о снижении инфляции, сбор за выбросы отходов вступил в силу в 2024 году: первоначальная ставка составила 900\$ за тонну метана, увеличилась до 1 200\$ за тонну в 2025 году и установилась на уровне 1 500\$ за тонну с 2026 года и далее. EPA в 2024 году окончательно утвердила правило, реализующее этот сбор,<sup>3</sup> но Конгресс 14 марта 2025 года отклонил это правило в соответствии с Законом о пересмотре нормативных актов (Congressional Review Act), вследствие чего внедряющие регламенты были отменены.<sup>4</sup> Кроме того, после принятия в 2025 году Закона «One Big Beautiful Bill Act» действие сбора за выбросы отходов было отложено до 2034 года.

Окончательные правила EPA для новых и существующих источников обязательствуют проведение комплексных программ обнаружения и устранения утечек (Leak Detection and Repair, LDAR) с частотой мониторинга, зависящей от типа объекта.<sup>5</sup> Важной частью требований 2024 года является Программа выявления суперэмиттеров (Super-Emitter Program, SEP), которая даёт возможность сертифицированным третьим лицам использовать передовые технологии дистанционного зондирования для обнаружения крупных утечек метана и уведомлять EPA, которое проверит источник и затем уведомит соответствующего владельца или оператора. Это уведомление создаёт обязательство провести расследование и устраниить выбросы в установленный срок. Кроме того, требования 2024 года ввели требование «нулевой продувки» (zero-bleed) для всех регуляторов, которое вступило в силу в мае 2025 года, а также предусмотрели поэтапный отказ от факельного сжигания попутного газа для новых источников к маю 2026 года

<sup>3</sup> [ontent%20%2D%20Document%20Details; Greenhouse Gas Reporting Rule: Revisions and Confidentiality Determinations for Petroleum and Natural Gas Systems, 89 Fed. Reg. 42,062 \(14 мая 2024 г.\). Доступно по адресу: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2024-05-14/pdf/2024-08988.pdf>](https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2024-05-14/pdf/2024-08988.pdf) (дата обращения: 15 октября 2025 г.).

<sup>4</sup> [Waste Emissions Charge for Petroleum and Natural Gas Systems: Procedures for Facilitating Compliance, Including Netting and Exemptions, 89 Fed. Reg. 91,094 \(18 ноября 2024 г.\). Доступно по адресу: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2024-11-18/pdf/2024-26643.pdf>](https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2024-11-18/pdf/2024-26643.pdf) (дата обращения: 15 октября 2025 г.).

<sup>5</sup> [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 \(19 мая 2025 г.\). Доступно по адресу: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2025-05-19/pdf/2025-08688.pdf>](https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2025-05-19/pdf/2025-08688.pdf) (дата обращения: 15 октября 2025 г.).

<sup>5</sup> [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 \(8 марта 2024 г.\). Доступно по адресу: \[https://www.federalregister.gov/documents/2024/03/08/2024-00366/standards-of-performance-for-new-reconstructed-and-modified-sources-and-emissions-guidelines-for#:~:text=A%20Rule%20by%20the%20Environmental,%2D00366%20\\(89%20FR%2016820\\)\]\(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\(89%20FR%2016820\)\)](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))



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

В июле 2025 года дата вступления в силу Программы выявления суперэмиттеров, а также сроки вступления в силу требований по контроллерам, представления государственных планов и различных механизмов обеспечения соблюдения были отложены до 22 января 2027 года.<sup>6</sup>

До введения в действие правил EPA в 2024 году, в июне 2016 года Агентство по охране окружающей среды США (USEPA) выпустило свод стандартов производительности для новых источников (называемых английской аббревиатурой «NSPS OOOOa») для сокращения выбросов метана и образующих смог летучих органических соединений (ЛОС) из новых, реконструированных и модифицированных источников нефти и газа в сегментах добычи, переработки, транспортировки и хранения.<sup>7</sup> Это правило основано на норме, изданной в августе 2012 года (NSPS OOOO) и сосредоточенной на выбросах ЛОС из новых и модифицированных объектов добычи и переработки природного газа.<sup>8</sup>

В октябре 2016 года USEPA выпустило Руководство по техникам контроля (Control Techniques Guidelines, CTG) для сокращения выбросов образующих смог ЛОС от существующего нефтегазового оборудования и процессов в некоторых штатах и районах с проблемами приземного озона.<sup>9</sup>

В ноябре 2016 года Бюро по управлению земельными ресурсами Министерства внутренних дел США выпустило правило, направленное на сокращение отходов природного газа от выброса, сжигания и утечек во время добычи нефти и природного газа на сухопутных федеральных и индейских землях.<sup>10</sup> Это правило было отменено Федеральным судом США в октябре 2020 года и более не применимо.

## Канада

<sup>6</sup> *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 (31 июля 2025 г.). Доступно по адресу <https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2025-07-31/pdf/2025-14531.pdf> (дата обращения: 15 октября 2025 г.).

<sup>7</sup> Environmental Protection Agency, *Final Rule, Oil and Natural Gas Sector: Emission Standards for New and Modified Sources*, (“EPA NSPS OOOOa”), 40 C.F.R. Часть 60 (3 июня 2016), Доступно по адресу: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2016-06-03/pdf/2016-11971.pdf>

<sup>8</sup> 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. Части 60 и 63, (16 августа 2016 г.), Доступно по адресу: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2012-08-16/pdf/2012-16806.pdf>.

<sup>9</sup> EPA. Control Techniques Guidelines for the Oil and Natural Gas Industry (“EPA CTGs”), (октябрь 2018 г.), Доступно по адресу <https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-10/documents/2016-ctg-oil-and-gas.pdf>.

<sup>10</sup> Bureau of Land Management, Waste Prevention, Production Subject to Royalties, and Resource Conservation (“BLM Waste Rule”), 81 FR 83008, 43 C.F.R. Части 3100, 3160 и 3170, (18 ноября 2016 г.), Доступно по адресу <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

25 апреля 2018 года Министерство окружающей среды и изменения климата Канады завершило разработку надежных общенациональных стандартов, призванных сократить выбросы метана в нефтегазовой отрасли примерно на 40–45 %.<sup>11</sup> Эти стандарты являются кульминацией двухлетних усилий канадского федерального правительства, которые начались с обязательства Канады сократить выбросы метана как из новых, так и из существующих источников загрязнения в нефтегазовом секторе, а также подписания Канадой обязательства Североамериканского саммита лидеров с Мексикой и США по сокращению выбросов на 40–45 % к 2025 году.

Канада стала первой страной, которая ввела нормативные акты по сокращению выбросов метана в нефтегазовом секторе, охватывающие как новые, так и существующие источники. Важно отметить, что эти правила охватывают объекты по всей отрасли, включая нефтяные и газовые скважины, заводы по переработке природного газа и компрессорные станции газопроводов.

Новые канадские стандарты обеспечат сокращение выбросов, требуя от нефтегазовых компаний находить и устранять утечки в своем оборудовании, сокращать загрязнение во время заканчивания новых скважин, которые были подвергнуты гидравлическому разрыву, а также ремонтировать и/или модернизировать такое оборудование, как компрессоры, нефтяные резервуары и автоматические клапаны, работающие на природном газе. По оценкам Министерства охраны окружающей среды и изменения климата Канады (ECCC), с этими правилами в период с 2018 по 2035 гг. выбросы метана сократятся примерно на 10 миллионов метрических тонн. Общий климатический эффект от такого сокращения составит около 845 миллионов метрических тонн CO<sub>2</sub>-эквивалента в течение следующих нескольких десятилетий, так что это правило имеет климатический эффект, аналогичный закрытию двенадцати угольных электростанций или выводу десяти миллионов автомобилей с дорог. По оценкам ECCC, эти правила принесут чистую выгоду в размере 8,9 миллиарда канадских долларов.

Согласно канадскому законодательству, регионы со значительным производством нефти и газа (в частности, Британская Колумбия, Альберта, Манитоба и Саскачеван) должны будут либо принять федеральные стандарты, либо разработать собственные правила для достижения аналогичного уровня сокращения выбросов. Этот процесс известен как «эквивалентность». Основные нефтегазовые регионы в

<sup>11</sup> ECCC. Regulations Respecting Reduction in the Release of Methane and Certain Volatile Organic Compounds (Upstream Oil and Gas Sector), Доступно по адресу: <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

настоящее время предлагают правила для соответствия федеральным стандартам. Процесс, как ожидается, будет завершен в начале 2020 года.

## Европа

В 2021 году Инициатива ЕС по регулированию выбросов метана была инициирована Европейской комиссией с предложением, направленным на сокращение выбросов метана из энергетического сектора.

Законодательство прошло длительные обсуждения, после чего в 2023 году было достигнуто окончательное соглашение при одобрении Европейским парламентом и Советом Европейского союза.<sup>12</sup> После официального принятия в 2024 году началось поэтапное внедрение: государствам-членам ЕС предоставлен последующий период для интеграции его требований в национальные правовые рамки. В основе законодательства ЕС по метану лежит многосторонний подход, налагающий жёсткие требования к нефтяной, газовой и угольной отраслям как внутри ЕС, так и в отношении импортируемого ископаемого топлива. Основными элементами регламента являются обязательный мониторинг, отчётность и верификация, кампании по обнаружению и устранению утечек (LDAR), а также строгие запреты на неаварийные выпуски и факельное сжигание.

Временные рамки внедрения правил для импорта поэтапные: с 2027 года импортеры будут обязаны предоставлять полные данные о выбросах метана, связанных с импортируемой ими нефтью, газом и углём. Далее, к 2028 году импортеры в пределах ЕС начнут отчитываться по интенсивности выбросов метана для импортируемых ископаемых видов топлива. Начиная с 2030 года нормативный акт введёт максимальный порог для заявляемой интенсивности выбросов метана. В акте предусмотрены санкции за несоблюдение, которые будут применяться на уровне государств-членов. Обеспечение соблюдения будет носить разделённый характер: национальные органы осуществляют надзор за внутренним соблюдением, а новая «База данных прозрачности по метану» будет служить центральным узлом для всех представляемых данных. Связывая доступ к своему обширному рынку с верифицируемыми показателями по метану, ЕС фактически устанавливает новый глобальный стандарт для отрасли ископаемого топлива.

## Мексика

В ноябре 2018 года Мексиканское агентство по безопасности, энергетике и охране окружающей среды (ASEA) завершило разработку Руководства по предотвращению и комплексному контролю выбросов метана в

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



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

секторе углеводородов.<sup>13</sup> Нормативный акт охватывает всю цепочку создания стоимости углеводородов (от разведки до снабжения) и включает как существующие, так и новые источники.

Нормативный акт устанавливает 12-месячный период после его публикации для разработки «Программы по предотвращению и интегрированному контролю выбросов метана» (испаноязычная аббревиатура – PPCIEM), которая включает диагностику базовых выбросов. ASEA предоставляет определенную гибкость для регулируемых компаний, позволяя им выбирать один из последних 5 лет в качестве базового года для всех целей.

Целью PPCIEM является составление графика внедрения всех мер, включенных в Раздел III (или мер, которые аналогичны или превосходят их, включая техническое обоснование), которые должны быть внедрены в течение 6 лет с момента публикации нормативного акта. Эти меры включают усовершенствования в технологии и/или практике систем улавливания паров, пневматических насосов, компрессоров, пневматических контроллеров, гликоловых осушителей, транспортных/распределительных трубопроводов, (испарительных) резервуаров, заканчивания и стимуляции скважин, выгрузки жидкостей и сжигания. Если внедрение меры считается технически невозможным, подробное обоснование должно быть включено в приложение к PPCIEM и должно быть подтверждено сторонним верификатором (см. раздел «Оценка соответствия»). PPCIEM также требует включения программы обнаружения и устранения утечек (LDAR), которая должна быть запущена с момента подачи PPCIEM; проверки должны проводиться ежеквартально.

Существующие объекты включат целевой показатель выбросов в свои PPCIEM и будут поддерживать этот уровень выбросов после его достижения, в то время как новые предприятия должны будут поддерживать уровень выбросов базового года, который будет определен в PPCIEM.

Отчетность по LDAR и мерам, включенными в PPCIEM, будет предоставляться ежегодно и должна будет верифицироваться сертифицированными третьими сторонами.

## Нигерия

<sup>13</sup> La Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), Guidelines for the Prevention and Comprehensive Control of Methane Emissions from the Hydrocarbon Sector. (“ASEA”), (13 ноября 2018 г.), Доступно по адресу:

[https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5543033&fecha=06/11/2018](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5543033&fecha=06/11/2018)



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

Нигерийская комиссия по регулированию добычи нефти (NUPRC) выпустила руководство в 2022 году, чтобы установить действия и механизмы для компаний по предотвращению и контролю выбросов парниковых газов от операций по добыче нефти и газа на новых и существующих объектах.<sup>14</sup> Руководство было разработано для снижения экологических и социальных последствий; предотвращения растраты природных ресурсов; и поддержки достижения Нигерией сокращения выбросов и Цели по сокращению выбросов, включая прекращение сжигания попутного газа к 2030 году и сокращение на 60 % неконтролируемых выбросов/утечек метана при добыче нефти и газа к 2031 году.

Это руководство устанавливает определенные протоколы, которым должны следовать добывающие компании для обнаружения и устранения утечек, а также для установки определенных классов технологий, таких как факелы с высокой эффективностью разрушения. Другие основные положения этого руководства включают требования к техническому осмотру и отчетность по инвентаризации.

## Колумбия

Министерство горной промышленности и энергетики Колумбии (ММЕ) и Национальное агентство по углеводородам (ANH) установили нормативную базу в 2022 году, позднее обновлённую в 2023 году, которая прямо касается выбросов метана в нефтегазовом секторе.<sup>15</sup> Эта нормативная база была разработана в поддержку амбициозных климатических обязательств Колумбии, включая её участие в Глобальном обязательстве по сокращению метана, а также с целью минимизировать потерю ценных природных ресурсов и уменьшить воздействие на окружающую среду.

Эти правила устанавливают конкретные протоколы для операторов, включая строгое запрещение выпуска природного газа в атмосферу как в ходе разведки, так и при добыче, а сжигание факельным способом допускается только при наличии специальных лицензий и в определённых условиях. Другие ключевые положения руководящих документов включают обязательные программы обнаружения и устранения утечек (LDAR) и установку определённых типов технологий для улавливания и использования газа, таких как установки улавливания паров и компрессоры с сухим уплотнением.

<sup>14</sup> 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, (ноябрь 2022 г.), Доступно по адресу: <https://www.nuprc.gov.ng/wp-content/uploads/2022/11/METHANE-GUIDELINES-FINAL-NOVEMBER-10-2022.pdf>

<sup>15</sup> 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, Доступно по адресу: [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_minminas\\_40317\\_2023.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40317_2023.htm)



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

## Норвегия

Министерство энергетики и нефтяной промышленности Норвегии (МПЕ), действовавшее при участии Норвежского директората по нефти (NPD) и Норвежского агентства по охране окружающей среды (NEA), установило политику нулевой терпимости к факельному сжиганию и «холодному» выпуску (прямой сброс газа в атмосферу без сжигания) в 1970-х годах посредством Закона о нефтяной промышленности.<sup>16</sup> Эта базовая политика была усиlena в 1990-х годах с помощью Закона о контроле загрязнений, который ввёл требование получения разрешений и установил предельные уровни выбросов.<sup>17</sup> В 2000-х годах политика была дополнительно подкреплена введением углеродного налога на выбросы от деятельности в сфере нефти и газа, включая выбросы, возникающие при разрешённом факельном сжигании.<sup>18</sup> Эти нормативные акты были разработаны для сохранения национальных нефтяных ресурсов в коммерческих целях, снижения воздействия на окружающую среду и обеспечения того, чтобы факельное сжигание разрешалось только по соображениям безопасности или в случае эксплуатационных сбоев.

## Государственные/региональные нормативные акты

В 2008 году штат Колорадо выпустил свои первые правила по сокращению выбросов ЛОС от нефтегазовых операций в районах штата с плохим качеством воздуха. Это были первые современные правила по решению проблемы выбросов в нефтегазовом секторе, и они послужили отправной точкой для других штатов и усилий федерального правительства США по решению проблемы утечки метана. В 2014 году Колорадо ужесточил эти правила, в том числе потребовав от добывающих компаний проводить регулярные комплексные проверки по обнаружению и устранению утечек. Принятые в 2014 году правила также распространяли регулирование выбросов нефти и газа в атмосферу на весь штат и направлены на выбросы метана, помимо ЛОС. В 2017 и 2019 годах Колорадо еще больше ужесточил свои стандарты, особенно в той части штата, где имеются проблемы с качеством воздуха. А в 2020 и 2021 годах Колорадо еще больше ужесточил свои правила, запретив регулярный сброс или сжигание попутного газа, значительно ужесточив правила для пневматических контроллеров, повысив требования к улавливанию выбросов при заканчивании и ремонте скважин, а также ужесточив другие аспекты правил. В 2025 году правило было дополнительно обновлено: потребовано полное прекращение использования пневматических контроллеров, работающих на

<sup>16</sup> Norwegian Petroleum Act: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1996-11-29-72?q=petroleum+flaring>

<sup>17</sup> Norwegian Act on Protection against Pollution and Waste (Pollution Act):

<https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1981-03-13-6>

<sup>18</sup> Norwegian Carbon Tax: <https://www.skatteetaten.no/en/business-and-organisation/vat-and-duties/excise-duties/about-the-excise-duties/mineral-product/>



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

природном газе, на площадках добычи нефти и газа к 2029 году.<sup>19</sup> Программа по интенсивности выбросов метана, разработанная и внедряемая Комиссией по контролю качества воздуха штата Колорадо и Департаментом общественного здравоохранения и окружающей среды штата Колорадо, начала оформляться с принятием основных стандартов по интенсивности выбросов парниковых газов в 2021 году. В 2023 году был принят важный последующий нормативный акт, определяющий, как операторы обязаны подтверждать свои выбросы посредством прямого измерения. Программа официально приступила к поэтапной реализации в 2025 году, после чего операторам был установлен предел по выбросам метана на баррель нефтяного эквивалента, который они производят. Этот порог интенсивности будет постепенно ужесточаться: более низкий стандарт выбросов на баррель нефтяного эквивалента установлен на 2027 год, а окончательный, более строгий предел - на 2030 год.<sup>20</sup>

В 2013 году Департамент охраны окружающей среды Пенсильвании (PA DEP) обновил общее разрешение на эксплуатацию для новых и модифицированных компрессорных станций и перерабатывающих заводов природного газа (GP-5). В июне 2018 года PA DEP усилил GP-5 и выдал новое общее разрешение на эксплуатацию для новых и модифицированных нетрадиционных скважин природного газа (т. е. скважин сланцевого газа) (GP-5A).<sup>21</sup>

В июне 2014 года Департамент качества окружающей среды штата Юта издал Общий приказ об одобрении новых и модернизированных нефтяных и газовых скважин и резервуарных парков.<sup>22</sup>

<sup>19</sup> Colorado Department of Public Health and Environment, Colorado takes action to further reduce methane emissions from oil and gas operations (21 февраля 2025 г.), <https://cdphe.colorado.gov/press-release/colorado-takes-action-to-further-reduce-methane-emissions-from-oil-and-gas-operations>.

<sup>20</sup> Colorado Regulation, 5 Colo. Code Regs. 1001-22 (2024), Доступно по адресу: <https://cdphe.colorado.gov/oil-and-gas-greenhouse-gas-intensity-program>

<sup>21</sup> Pennsylvania Department of Environmental Protection (PA DEP), General Permit for Natural Gas Compression and/or Processing Facilities (“Pennsylvania GP-5”). Доступно по адресу: [<http://www.depgreenport.state.pa.us/elibrary/GetDocument?docId=19615&DocName=03%20GP-5A%20UNCONVENTIONAL%20NATURAL%20GAS%20WELL%20SITE%20OPERATIONS%20AND%20REMOTE%20PIGGING%20STATIONS%20GENERAL%20PLAN%20APPROVAL%20AND%2FOR%20GENERAL%20OPERATING%20PERMIT.PDF%20%20%3Cspan%20style%3D%22color%3A%233399CC%22%3E%3C%2Fspan%3E>](http://www.depgreenport.state.pa.us/elibrary/GetDocument?docId=19614&DocName=03%20GP-5%20NATURAL%20GAS%20COMPRESSION%20STATIONS%2C%20PROCESSING%20PLANT%20AND%20TRANSMISSION%20STATIONS%20GENERAL%20PLAN%20APPROVAL%20AND%2FOR%20GENERAL%20OPERATING%20PERMIT.PDF%20%20%3Cspan%20style%3D%22color%3A%233399CC%22%3E%3C%2Fspan%3E%3C%2Fspan%3E, and General Permit for Unconventional Natural Gas Well Site Operations and Remote Pigging Stations (“Pennsylvania GP-5A”), Доступно по адресу:</a></p></div><div data-bbox=)

<sup>22</sup> 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 июня 2014 г.), (“Utah General Approval Order”), Доступно по адресу: <https://downloads.regulations.gov/EPA-R08-OAR-2015-0709-0052/content.pdf>



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

Департамент качества окружающей среды Вайоминга (WYDEQ) впервые выпустил руководство по выдаче разрешений на новые и модифицированные нефтяные и газовые скважины в 1997 году, и это руководство было в последний раз обновлено в 2016 году. Это руководство включает стандарты различной строгости и охватывает различные наборы типов оборудования в разных частях штата; самые строгие и широкие правила применяются в основном районе с высокой плотностью добычи природного газа и значительными проблемами с качеством приземного озона.<sup>23</sup> В 2015 году WYDEQ разработал правила для новых и существующих источников, характерные для основной территории, не входящей в зону влияния Верхней долины Грин-Ривер.<sup>24</sup>

В марте 2017 года Калифорнийский совет по воздушным ресурсам (CARB) издал правила, устанавливающие стандарты выбросов парниковых газов для объектов переработки сырой нефти и природного газа в штате.<sup>25</sup>

В 2017 году Агентство по охране окружающей среды штата Огайо выпустило Общие операционные разрешения на строительство новых и модернизацию существующих компрессорных станций природного газа.<sup>26</sup>

В 1997 году Комиссия по качеству окружающей среды штата Техас (TCEQ) приняла правила по контролю выбросов летучих органических соединений для оборудования и операций в нефтегазовой отрасли.<sup>27</sup>

В декабре 2018 года Управление энергетического надзора провинции Альберта (AER) опубликовало обновление к Директиве 060, охватывающее сжигание, мусоросжигание и выбросы в атмосферу в процессе добычи нефтегазовой промышленности.<sup>28</sup>

В декабре 2018 года Комиссия по нефти и газу провинции Британская Колумбия (BC OGC) завершила работу над поправками к Положению о

<sup>23</sup> Wyoming DEQ, Air Quality Division, Глава 6, Часть 2 Permitting Guidance (“Wyoming Permitting Guidance”) Доступно по адресу: <https://drive.google.com/file/d/1IbNU0sDMDsYjhaPwwf1GnFX1avKsIdv/view?usp=sharing>.

<sup>24</sup> Wyoming DEQ, Air Quality Division, Глава 8, Nonattainment Area Regulations, Часть 6 (с. 8-85 – 8-94) (“Wyoming Nonattainment Area Regulations”) Доступно по адресу: [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](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).

<sup>25</sup> California Air Resources Board, California Final Regulation Order, 17 C.C.R., (10 марта 2017 г.), Доступно по адресу <https://www.arb.ca.gov/regact/2016/oilandgas2016/oilgasfro.pdf>.

<sup>26</sup> Ohio Environmental Protection Agency, General Permits, (“Ohio General Permits”), Доступно по адресу <https://epa.ohio.gov/divisions-and-offices/air-pollution-control/permitting/general-permits-natural-gas-compressor-stations-and-similar-facilities>.

<sup>27</sup> 30 Texas Administrative Code (TAC) §106.492(c)

<sup>28</sup> Alberta Energy Regulator. Directive 060 Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting. (“Alberta regulation”), (13 декабря 2018 г.), Доступно по адресу <https://static.aer.ca/prd/documents/directives/Directive060.pdf>.



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

бурении и добыче с целью сокращения выбросов метана при добыче нефти и газа.<sup>29</sup>

В мае 2021 года Отдел по экономии нефтяных ресурсов (OCD) Департамента энергетики, полезных ископаемых и природных ресурсов штата Нью-Мексико (EMNRD) выпустил правила, запрещающие регулярный сброс попутного газа в атмосферу или сжигание его в факелах, специально исключив из причин сжигания отсутствие трубопровода, а также обязав нефтегазовых операторов к концу 2026 года ограничить сброс в атмосферу и сжигание по любой причине до двух процентов от добычи природного газа.<sup>30</sup> В августе 2022 года Совет по охране/улучшению окружающей среды при Департаменте энергетики штата Нью-Мексико (EIB) издал окончательные нормативные акты, касающиеся летучих органических соединений и оксидов азота для источников в секторе добычи, переработки, компрессии и транспортировки нефти и газа.<sup>31</sup>

---

<sup>29</sup> British Columbia Oil and Gas Commission (BC OCG). Amendment to Drilling and Production Regulation, B.C. Reg. 282/2010. (“BC regulation”), (17 декабря 2018 г.), Доступно по адресу: [http://www.bclaws.ca/civix/document/id/regulationbulletin/regulationbulletin/Reg286\\_2018](http://www.bclaws.ca/civix/document/id/regulationbulletin/regulationbulletin/Reg286_2018).

<sup>30</sup> New Mexico Energy, Minerals and Natural Resources Department (EMNRD) Oil Conservation Division (NM OCD), Title 19, Chapter 15, Part 27 Venting and Flaring of Natural Gas (“NM OCD Flaring Rule”), (25 мая 2021 г.), Доступно по адресу: <https://www.emnrd.nm.gov/ocd/wp-content/uploads/sites/6/19.15.27newrule.pdf>.

<sup>31</sup> New Mexico Energy Department Environmental Improvement Board, Title 20, Chapter 2, Part 50 Oil And Gas Sector – Ozone Precursor Pollutants (“NM EIB Rule”), (5 августа 2022 г.), Доступно по адресу: <https://www.srca.nm.gov/partstitle20/20.002.0050.html>.



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

## Рекомендуемые политики по источникам

В этой записке освещаются лучшие практики и технологические решения для ряда источников добычи и переработки в цепочке создания стоимости нефти и газа, с упором на источники, которые исторически были предметом регулирования загрязнения воздуха на федеральном или государственном/региональном уровнях. Многие из примеров лучших практик регулирования взяты из правил, разработанных в США, Мексике или Канаде. Источники не затрагивают ликвидированные и оставленные, но не заглушенные скважины, целостность подземных хранилищ природного газа, трубопроводов и т. д. Сноски содержат ссылки на соответствующие нормативные положения.

Требования распространяются на:

- новые и существующие виды деятельности или источники, если не указано иное;
- деятельность и оборудование в сегментах добычи сырой нефти и природного газа на суше, а также переработки, хранения и транспортировки природного газа.

К «новым» видам деятельности или источникам относятся те, которые начинаются или создаются после даты вступления в силу постановления или требования.

Термины, выделенные курсивом, перечислены в разделе определений в конце документа.

### Выбросы от сгорания

- Требования к контролю
  - Если факел или другое *устройство сгорания*<sup>32</sup> используется для контроля выбросов углеводородов, оно должно иметь расчетную эффективность разрушения углеводородов не менее 98 %. Оно должно быть закрытым, оборудованным и работающим с автовоспламенителем, не иметь видимых выбросов во время нормальной работы и быть сконструировано таким образом, чтобы наблюдатель мог путем визуального наблюдения снаружи закрытого факела или устройства для сжигания определить, работает ли оно должным образом.<sup>33</sup>
- Требования к мониторингу
  - Работа *устройства сгорания*, используемого для контроля выбросов, должна постоянно контролироваться с помощью устройства, которое определяет и регистрирует параметр, указывающий,

<sup>32</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.D.3.a; § II.C.1.b; § II.D.3; § II.F; § VI.D.1 [дата обращения: 7 июля 2023 г.]

<sup>33</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § VI.D.1.a [дата обращения: 7 июля 2023 г.]



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

функционирует ли устройство сгорания для достижения требования контроля в объеме 98%.<sup>34</sup>

- Ведение записей
  - Записи об эксплуатационных испытаниях, полугодовом мониторинге портативного анализатора, мониторинге катализатора, регулировке процесса сжигания и заявлении об исключении должны храниться в течение пяти (5) лет и предоставляться по запросу.<sup>35</sup>
- Отчетность
  - Владелец или оператор каждого двигателя должен представлять ежегодный отчет, содержащий заявление о статусе испытаний производительности, а также дату и результаты этих испытаний; идентификацию всех двигателей, введенных в эксплуатацию, модифицированных, перемещенных или замененных, а также сертификацию того, соответствуют ли они стандартам выбросов; дату, на которую был проведен мониторинг; и дату, когда были проведены все требуемые полугодовые испытания портативного анализатора, а также результаты этих испытаний.<sup>36</sup>

## Пневматические контроллеры (также называемые «процессными контроллерами»)

- Требование к контролю
  - Контроллеры на новых или модифицируемых площадках не должны выпускать природный газ и ЛОС в атмосферу.<sup>37</sup> Операторы могут выполнить это требование либо посредством использования беспродувных устройств (на приводе сжатого воздуха или электрических контроллеров/исполнителей), либо путем направления выбросов в систему закрытого отвода (closed vent system), улавливающую эти выбросы.<sup>38</sup> Если улавливание выбросов с помощью системы закрытого отвода невозможно, операторы могут использовать автономный процессный контроллер, работающий на природном газе, без идентифицируемых выбросов.

<sup>34</sup> [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5417a.

<sup>35</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.F.3 [дата обращения: 7 июля 2023 г.].

<sup>36</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.D.5.g [дата обращения: 7 июля 2023 г.].

<sup>37</sup> [Alberta regulation](#) § 8.6.1 (1) (applies to any new controller installed at any site after 1 January 2022); [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § III.C.4.a [дата обращения: 7 июля 2023 г.]; [BC regulation](#) § 52.05 (2) (both of these rules apply to all controllers at new sites; Colorado's rule also applies to expanded sites (e.g., sites with new wells)).

<sup>38</sup> [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).



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

- Операторы обязаны обосновать, исходя из конкретных технологических потребностей, что процессный контроллер на природном газе с расходом продува более 6 стандартных кубических футов в час необходим для объектов, не имеющих доступа к электросети.<sup>39</sup>
- Операторы, использующие контроллеры с прерывистым продувом, не должны допускать выбросов в атмосферу в периоды простоя.<sup>40</sup>
- Существующие контроллеры на установках добычи и компрессорных станциях.
  - Для исключённых контроллеров (North Slope of Alaska - без доступа к электричеству) операторы таких объектов обязаны направлять выбросы от пневматических контроллеров на природном газе в устройство контроля, обеспечивающее снижение выбросов на 95 %, либо использовать контроллеры на природном газе с низким продувом либо с прерывистым продувом.<sup>41</sup>
- Мониторинг
  - Операторы обязаны контролировать все пневматические контроллеры, работающие на природном газе, в рамках программы обнаружения и устранения утечек (LDAR).
  - Операторы обязаны мониторить каждый пневматический контроллер с прерывистым продувом, работающий на природном газе, чтобы убедиться в отсутствии выбросов в атмосферу в периоды простоя. При выявлении выбросов операторы должны принять корректирующие меры в течение 5 календарных дней с даты первоначального обнаружения.<sup>42</sup>
- Ведение записей
  - Владельцы и операторы обязаны хранить записи информации, представляемой в годовых отчётах, касающейся объектов, затронутых процессными контроллерами, списка отклонений, а также, при необходимости, записи, требуемые для мониторинга и инспекций систем закрытого отвода, устройств

<sup>39</sup> [US EPA's Final Rule](#) 40 CFR 60.5390b(b)(2).

<sup>40</sup> [US EPA's Final Rule](#) 40 CFR 60.5390b.

<sup>41</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § III.C.4.c [дата обращения: 7 июля 2023 г.]; US EPA Final Rule 40 CFR § 60.5394c(b)(2)(ii).

<sup>42</sup> [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

контроля, автономных процессных контроллеров и процессных контроллеров с прерывистым продувом.<sup>43</sup>

- Документация, подтверждающая, что пневматический контроллер спроектирован и эксплуатируется так, чтобы обеспечивать расход продува меньше или равный 6 стандартным кубическим футам в час.<sup>44</sup>

- Отчетность

- Ежегодный отчёт, подтверждающий соблюдение требований и фиксирующий любые отклонения, с приложением заверения о достоверности, точности и правдивости отчёта, подписанного ответственным должностным лицом.<sup>45</sup>

## Пневматические насосы

- Требования к контролю

- В течение года с момента окончательного утверждения правила для новых объектов, или в течение трёх лет для существующих объектов, на площадках с доступом к электроэнергии или на площадках с тремя и более насосами, приводимыми газом, операторы должны достичь нулевых выбросов ЛОС и парниковых газов от всех пневматических насосов либо путём использования насосов, не приводимых в действие природным газом, либо направляя пары от газовых насосов в систему закрытого отвода для подачи в технологический процесс, либо иными средствами, обеспечивающими стандарт нулевых выбросов.<sup>46</sup>
- Для площадок без доступа к электропитанию, на которых установлено менее трёх диафрагменных насосов: направлять выбросы от насосов в систему закрытого отвода для подачи в процесс, если на площадке имеется VRU, (установка улавливания паров)<sup>47</sup>; при отсутствии VRU направлять выбросы на устройство контроля, обеспечивающее снижение

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

<sup>44</sup> [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).

<sup>45</sup> [Wyoming Permitting Guidance](#) (compliance requirements for well blowdown BMP requirements); [EPA NSPS OOOOa](#), § 60.5420a(c)(1) (EPA requirements for gas well completions); [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § III.F.5 [дата обращения: 7 июля 2023 г.]; 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).

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

<sup>47</sup> [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) (applies to pumps operated more than 750 hours in the year).



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

выбросов  $\geq 95\%$ ; если отсутствует устройство контроля, способное обеспечить снижение выбросов  $\geq 95\%$ , всё равно направлять выбросы на устройство контроля, если таковое имеется.<sup>48</sup>

- Мониторинг
  - Пневматические насосы с приводом от природного газа должны подвергаться первоначальному и двухмесячному мониторингу с использованием AVO,<sup>49</sup> а впоследствии - ежеквартальному мониторингу с использованием OGI или метода EPA 21.<sup>50</sup>
- Ведение записей
  - Владельцы или операторы должны вести записи на протяжении не менее пяти (5) лет, содержащие идентификацию каждого мембранныго пневматического насоса с приводом от природного газа; дни работы в течение каждого календарного года; устройства контроля, разработанные для достижения менее чем 95-процентного сокращения выбросов, инженерную оценку и сертификацию квалифицированным профессиональным инженером о том, что направление выбросов мембранныго пневматического насоса с приводом от природного газа на устройство контроля или процесс является технически неосуществимым; о каждой проверке закрытой системе выбросов и любых принятых в результате этого мерах реагирования; о каждой закрытой системе выбросов, включенной в список отложенных проверок или ремонта, о причинах и продолжительности отсрочки проверки или ремонта, а также о графике проверки или ремонта такой закрытой системы выбросов, а также предоставлять записи по запросу.<sup>51</sup>
- Отчетность
  - Ежегодный отчет, демонстрирующий соблюдение требований и фиксирующий любые отклонения, сопровождаемый заверением правдивости, точности и достоверности отчета за подписью ответственного должностного лица.<sup>52</sup>

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

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

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

<sup>51</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.K.3.a [дата обращения: 7 июля 2023 г.].

<sup>52</sup> [Wyoming Permitting Guidance](#) (compliance requirements for well blowdown BMP requirements); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420a(c)(1) (EPA requirements for gas well completions); 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), § 3.4.2 (2) (Nigeria).



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

## Вынос жидкости

- Требования к контролю
  - Новые скважины: запретить выдувание скопившихся жидкостей из ствола скважины под давлением газа, если газ выбрасывается в атмосферу.<sup>53</sup>
  - Существующие скважины: требовать от существующих скважин использования любых средств создания перепада давления для выгрузки жидкостей из скважины без выброса в атмосферу.<sup>54</sup> Если эти методы не приносят успеха в выносе жидкостей из скважины, скважина может быть открыта в атмосферу. Операторы должны оставаться на месте во время любых мероприятий по выносе жидкостей, чтобы гарантировать, что любой выброс в атмосферу не превышает практически необходимого.<sup>55</sup>
- Мониторинг
  - Владелец или оператор должен присутствовать на месте во время любого планового обслуживания скважины, выноса жидкости или заглушки скважины и должен обеспечить, чтобы любые выбросы из скважины, связанные с этим мероприятием, были ограничены в максимально возможной степени.<sup>56</sup>
- Ведение записей
  - Операторы должны вести записи о причине, дате, времени, продолжительности и предполагаемом объеме каждого выброса.<sup>57</sup>
- Отчетность
  - Ежегодный отчет, демонстрирующий соблюдение требований и фиксирующий любые отклонения, сопровождаемый заверением правдивости, точности и достоверности отчета за подписью ответственного должностного лица.<sup>58</sup>

## Утечки из оборудования

- Применимо к скважинам, компрессорным станциям, резервуарным паркам и газоперерабатывающим заводам, а

<sup>53</sup> [BLM Waste Rule](#) § 3179.204(a); See also South Coast Air Quality Management District R. 1148.1 (prohibiting venting from oil or gas facility).

<sup>54</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.G.1.a. [дата обращения: 7 июля 2023 г.]; [ASEA](#) § Chapter IX, Article 66.

<sup>55</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.G.1.b. [дата обращения: 7 июля 2023 г.]; [BLM Waste Rule](#) § 3179.204(d)(1).

<sup>56</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.G.1.b [дата обращения: 7 июля 2023 г.].

<sup>57</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.G.2.b.(i) [дата обращения: 7 июля 2023 г.]; BLM Waste Rule § 3179.204(d)(2)

<sup>58</sup> [Wyoming Permitting Guidance](#) (compliance requirements for well blowdown BMP requirements); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420a(c)(1) (EPA requirements for gas well completions); [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.G.3.a. [дата обращения: 7 июля 2023 г.].



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

- также к любым нефтегазовым объектам с резервуарами для хранения углеводородных жидкостей<sup>59</sup>
- Требования к контролю
    - Проверка в течение 30 дней после запуска.<sup>60</sup>
    - Инструментарий LDAR: проводить ежеквартальные проверки<sup>61</sup> компонентов в соответствии с эталонным методом 21 Агентства по охране окружающей среды США,<sup>62</sup> с использованием оптического устройства газового изображения,<sup>63</sup> или с использованием альтернативного одобренного устройства, которое столь же или более эффективно для обнаружения утечек.<sup>64</sup>
    - Для альтернативных методов (например, дистанционного зондирования) операторы должны проводить измерения с указанной периодичностью в зависимости от предела обнаружения метода и расследовать подтверждённые обнаружения выбросов, включая проведение OGI или метода 21 по всем утечным компонентам.<sup>65</sup>
    - Компоненты означают любой компонент, который может быть источником неконтролируемых выбросов метана или ЛОС, включая, помимо прочего,<sup>66</sup> клапан, присоединительный патрубок, фланец, резьбовое соединение, технологический слив, сальниковое устройство, вакуумный клапан, трубу, систему уплотнительной жидкости, диафрагму, замерный люк, мерное стекло, счетчик, открытую линию, пневматическое устройство с постоянным и периодическим стравливанием, работающее на природном газе, пневматический насос, работающий на природном газе, гидравлический затвор центробежного компрессора или уплотнение штока дожимного

<sup>59</sup> US EPA Final Rule 40 CFR 60.5397b, [Colorado Regulation](#) 5 Colo. Code Regs. 1001-7, EU Regulation 2024/1787.

<sup>60</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.L.2.d [дата обращения: 7 июля 2023 г.]

<sup>61</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.L.1.a; I.B.3 [дата обращения: 7 июля 2023 г.] (defining approved monitoring methods); Cal. Code Regs. tit. 17 § 95669(g); [Pennsylvania GP-5](#) § G.1(a)(ii); [Pennsylvania GP-5A](#) § G.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; 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 (Nigeria).

<sup>62</sup> Cal. Code Regs. tit. 17 § 95669(g). [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.L.1.a; I.B.3 [дата обращения: 7 июля 2023 г.] (defining approved monitoring methods)

<sup>63</sup> [BLM Waste Rule](#) § 3179.302(a); [EPA NSPS OOOQa](#) § 50.5397a(a), [ASEA](#) § Chapter XI, Article 73; EPA, 40 C.F.R. § 60.5397b (new), 60.5397c (existing).

<sup>64</sup> US EPA Final Rule 40 CFR 60.5398b (new); 60.5398c (existing)

<sup>65</sup> EPA, 40 C.F.R. § 60.5398b(b)(5)(ii) (new), 60.5398c(b)(5)(ii) (existing)

<sup>66</sup> [EPA NSPS OOOQa](#) § 60.5430a.



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

- компрессора, устройства сгорания и системы улавливания паров.<sup>67</sup>
- о Проводить акустические, визуальные проверки или проверки на наличие запахов ежемесячно,<sup>68</sup> ИЛИ ежедневно для объектов, которые посещаются ежедневно, и еженедельно для объектов, которые не посещаются ежедневно.<sup>69</sup>
  - Отремонтировать или заменить все «неорганизованные выбросы» в течение 5 рабочих дней с момента обнаружения, если только компонент не является *критическим компонентом*, который не может быть отремонтирован без остановки.<sup>70</sup> Если компонент является критическим компонентом, который не может быть отремонтирован без остановки, операторы должны минимизировать утечку в течение одного дня с момента обнаружения и устраниТЬ утечку к концу следующей остановки процесса или в течение одного года, в зависимости от того, что наступит раньше.<sup>71</sup>
    - Неорганизованные выбросы означают
      - Для проверок с использованием оптической газовой визуализации - любой видимый выброс от компонента летучих выбросов, наблюдаемый с помощью оптической газовой визуализации.<sup>72</sup>
      - Для проверок по Методу 21 любая концентрация углеводородов свыше 500 частей на миллион (ppm) при любом мониторинге с использованием одобренного количественного инструментального мониторинга.<sup>73</sup>
      - Непрерывный мониторинг

<sup>67</sup> Cal. Code Regs. tit. 17 § 95667(a)(9); [EPA](#), 40 C.F.R. § 60.5430b, 60.5430c.

<sup>68</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.E.4.e.(ii), Table 4 [дата обращения: 7 июля 2023 г.]; 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), § 3.2.3 (vii) (Nigeria).

<sup>69</sup> Cal. Code Regs. tit. 17 § 95669(e); 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), § 3.2.3 (vii) (Nigeria).

<sup>70</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.L.5.a [дата обращения: 7 июля 2023 г.]; Cal. Code Regs. tit. 17 § 95669(h)(2).

<sup>71</sup> Cal. Code Regs. tit. 17 § 95669(h)(3)); 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 (1, iii) (Nigeria).

<sup>72</sup> [EPA NSPS OOOQa](#) § 60.5397a(a); [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.L.4.b. [дата обращения: 7 июля 2023 г.]

<sup>73</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.L.4.a. [дата обращения: 7 июля 2023 г.]



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

- На устьевых (wellhead-only) площадках порогом, при котором требуются действия, являются: 90-дневное скользящее среднее, превышающее базовый уровень на 1,2 кг/ч, или 7-дневное скользящее среднее 15 кг/ч.<sup>74</sup>
- На объектах с крупным оборудованием: 90-дневное скользящее среднее 1,6 кг/ч или 7-дневное скользящее среднее 21 кг/ч.<sup>75</sup>
- - Повторный мониторинг
    - Каждый отремонтированный или замененный компонент должен быть повторно обследован как можно скорее, чтобы убедиться в отсутствии утечки, но не позднее чем через 15 дней с момента обнаружения утечки.<sup>76</sup>
  - Ведение записей
    - Необходимо сохранять записи, документирующие результаты проверок, включая идентификацию количества утечек по компонентам, дату проверки и дату ремонта, дату повторного контроля для подтверждения ремонта, список небезопасных для контроля и критических компонентов в списке отложенного ремонта, а также план контроля таких компонентов.<sup>77</sup>
  - Отчетность
    - Необходимо предоставить ежегодный отчет, включающий общее количество проверенных объектов, общее количество проверок, общее количество выявленных утечек по компонентам и типу объекта, общее количество устранивших утечек и общее количество утечек в списке отложенного ремонта,<sup>78</sup> а также заверением правдивости, точности и

<sup>74</sup> EPA, 40 C.F.R. § 60.5398b(c)(4)(i) (new), 60.5398c(c)(4)(i) existing)

<sup>75</sup> EPA, 40 C.F.R. § 60.5398b(c)(4)(ii) (new), 60.5398c(c)(4)(ii) existing)

<sup>76</sup> [EPA NSPS OOOQa](#) § 60.5397a(j)(2), [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.L.5.b [дата обращения: 7 июля 2023 г.]; 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).

<sup>77</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.L.6 [дата обращения: 7 июля 2023 г.]; [ECCC](#) § 53.

<sup>78</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.L.7 [дата обращения: 7 июля 2023 г.]; 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 (4) (Nigeria).



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

достоверности отчета за подписью ответственного должностного лица.<sup>79</sup>

## Дегидраторы

- Требования к контролю
  - Операторы должны контролировать выбросы метана и ЛОС из новых и существующих гликолевых дегидраторов на 98%.<sup>80</sup>
- Мониторинг
  - Осматривать и проверять, чтобы все конденсаторы или оборудование для контроля загрязнения воздуха, используемые для контроля выбросов, работали надлежащим образом и документировались еженедельно.<sup>81</sup>
- Ведение записей
  - Владельцы или операторы гликолевых дегидраторов природного газа должны хранить записи в течение пяти (5) лет с даты каждой проверки, описание любых проблем, обнаруженных во время проверки конденсатора или оборудования для контроля загрязнения воздуха, описание и дату любых корректирующих действий, предпринятых для устранения проблем, обнаруженных во время проверки конденсатора или оборудования для контроля загрязнения воздуха, зажигание запальной лампы на устройстве сгорания, открытие клапанов для подачи газа к запальной лампе, а также визуальный контроль наличия или отсутствия дыма, техническое обслуживание конденсатора или оборудования для контроля загрязнения воздуха в соответствии со спецификациями производителя или надлежащей практикой проектирования и обслуживания.<sup>82</sup>
- Отчетность

<sup>79</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.L.7.g [дата обращения: 7 июля 2023 г.]; 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 (4) (Nigeria).

<sup>80</sup> [Wyoming Permitting Guidance](#) at 25 (requiring all new dehydrators to control emissions by 98%); [Wyoming Nonattainment Area Regulations](#) § 6(d)(1)(A); [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § III.D.3. [дата обращения: 7 июля 2023 г.]. Some states set a control threshold below which operators are not required to install controls. This threshold varies, and is dependent on a number of factors including whether or not a control device is already present at the site, the cost of installing a new device, and the emissions potential from the dehydrators.

<sup>81</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.H.6.a [дата обращения: 7 июля 2023 г.]; 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), § 3.4.5 (2) (Nigeria).

<sup>82</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.H.5.a [дата обращения: 7 июля 2023 г.].



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

- Ежегодный отчет, демонстрирующий соблюдение требований и фиксирующий любые отклонения, сопровождаемый заверением правдивости, точности и достоверности отчета за подписью ответственного должностного лица.<sup>83</sup>

## Центробежные компрессоры

- Требования к контролю
  - Новые и существующие центробежные компрессоры с гидравлическими затворами: Требовать от операторов направлять выбросы блока дегазации масла либо в систему сбора паров (включая направление выбросов на вход компрессора), либо в устройство сгорания. В качестве альтернативы операторы могут спроектировать/модернизировать компрессор с использованием сухих уплотнений.<sup>84</sup>
- Мониторинг
  - Проверить компрессор, гидравлические затворы, запорные клапаны, систему улавливания паров или устройство управления в рамках инструментального LDAR.<sup>85</sup>
- Ведение записей
  - Владельцы или операторы должны вести следующие записи идентификации каждого центробежного компрессора, использующего систему гидравлических затворов, каждого осмотра видимых выбросов устройства сгорания и любых вытекающих из этого ответных действий, каждого осмотра крышки и закрытой системы выбросов и любых вытекающих из этого ответных действий; каждого покрытия или закрытой системы выбросов в списке задержек проверки или ремонта, причины и продолжительности задержки проверки или ремонта, а также графика проверки или ремонта такого покрытия или закрытой

---

<sup>83</sup> [Wyoming Permitting Guidance](#) (compliance requirements for well blowdown BMP requirements); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420(c)(1) (EPA requirements for gas well completions); 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), § 3.4.5 (3) (Nigeria).

<sup>84</sup> Cal. Code Regs. tit. 17 § 95669(d)(5)-(7); [EPA NSPS OOOOa](#) §§ 5380(a)(1)-(2); 5380a(a)(1)-(2); [ASEA](#) § Chapter III, Articles 43-44; 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), § 3.4.3 (1) (Nigeria).

<sup>85</sup> Cal. Code Regs. tit. 17 § 95668(d)(1); 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), § 3.4.3 (2) (Nigeria).



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

системы выбросов в течение как минимум пяти (5) лет, а также предоставлять записи по запросу.<sup>86</sup>

- Отчетность
  - Ежегодный отчет, демонстрирующий соблюдение требований и фиксирующий любые отклонения, сопровождаемый заверением правдивости, точности и достоверности отчета за подписью ответственного должностного лица.<sup>87</sup>

## Дожимные компрессоры

- Требования к контролю
  - Новые и существующие: направлять выбросы из вентиляционных отверстий компрессора, используемых для вентиляции сальников штоков или уплотнений, в систему улавливания паров (включая системы, подающие выбросы в топливные или воздухозаборники двигателя компрессора), или, если это невозможно, в устройство сгорания.<sup>88</sup>
- Мониторинг
  - Проверить компрессор, уплотнения компрессора, уплотнения штока и систему улавливания паров или устройство управления в рамках инструментального LDAR.<sup>89</sup>
- Ведение записей
  - Владельцы или операторы должны вести следующие записи на протяжении не менее пяти (5) лет, содержащие идентификационные данные каждого поршневого компрессора, часы работы или количество месяцев с момента предыдущей замены уплотнения штока или заявление о том, что выбросы из уплотнения штока направляются в процесс через закрытую систему выбросов под отрицательным давлением, дата каждой замены уплотнения штока или дата установки системы сбора выбросов уплотнения штока и закрытой системы выбросов, каждая проверка крышки и закрытой системы выбросов и любые последующие ответные действия, а также каждая крышка или закрытая система

<sup>86</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.J.1.(i) [дата обращения: 7 июля 2023 г.].

<sup>87</sup> [Wyoming Permitting Guidance](#) (compliance requirements for well blowdown BMP requirements); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420a(c)(1) (EPA requirements for gas well completions); 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), § 3.4.3 (3) (Nigeria).

<sup>88</sup> Cal. Code Regs. tit. 17 § 95668(c)(3)(C)-(D); [Ohio General Permits](#) 17.1 Template C.1.(b)(1); [Pennsylvania GP-5A](#) § D.1.; [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420a(c).

<sup>89</sup> Cal. Code Regs. tit. 17 § 95668(c)(3)(A)-(B); 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 (2) (Nigeria).



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

выбросов в списке задержек проверки или ремонта, причина и продолжительность задержки проверки или ремонта, а также график проверки или ремонта такой крышки или закрытой системы выбросов и предоставление этих документов по запросу.<sup>90</sup>

- Отчетность
  - Ежегодный отчет, демонстрирующий соблюдение требований и фиксирующий любые отклонения, сопровождаемый заверением правдивости, точности и достоверности отчета за подписью ответственного должностного лица.<sup>91</sup>

## Резервуары для хранения жидкости: потери при выветривании, рабочие и потери при дыхании резервуаров

- Требования к контролю
  - Требовать от операторов любого резервуара или набора резервуаров на объекте с потенциальными выбросами двух коротких тонн ЛОС в год или более направлять выбросы, включая все выбросы газов выветривания, а также выбросы, вызванные рабочими потерями и потерями при дыхании, либо в систему сбора паров, либо, в некоторых случаях, в камеру устройства сгорания.<sup>92</sup>
  - Запретить выбросы углеводородов через люки и другие точки доступа на резервуарах во время нормальной эксплуатации.<sup>93</sup>
  - Требовать от операторов контролируемых резервуаров оценивать свои системы контроля выбросов из резервуаров и подтверждать, что каждая система спроектирована и достаточна для улавливания всех газов выветривания, работающих потерь и потерь при дыхании из резервуара.<sup>94</sup>

<sup>90</sup> [Colorado Regulation 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.J.2.c.\(i\)](#) [дата обращения: 7 июля 2023 г.].

<sup>91</sup> [Wyoming Permitting Guidance](#) (compliance requirements for well blowdown BMP requirements); [EPA NSPS OOOQa](#) § 60.5420a(c)(1) (EPA requirements for gas well completions); 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).

<sup>92</sup> Colorado Regulation 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.D.3.a.(i) [дата обращения: 7 июля 2023 г.]; 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).

<sup>93</sup> Other potential language could include “hatches shall be closed at all times except during sampling, adding of process material through the hatch, or attended maintenance operations.” [Ventura County](#) R. 74.10.C.1, [ASEA](#) § Chapter VII, Article 61; 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).

<sup>94</sup> 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.iv.) (Nigeria).



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

- Любой контролируемый резервуар на новом объекте или расширенном объекте должен иметь *систему измерения резервуара*, а операторы должны держать люки и другие точки доступа к таким резервуарам закрытыми при определении качества и количества жидкостей в резервуаре.<sup>95</sup>
- Операторы объектов, загружающих 5000 баррелей или более углеводородных жидкостей в год в транспортные средства, должны контролировать выбросы при перекачке жидкостей из цистерн в транспортные средства с использованием а) подводного наполнения и б) *систем парового сбора и возврата* и/или оборудование для контроля загрязнения.<sup>96</sup>

- Мониторинг

- Необходимо проводить как минимум ежемесячные акустические, визуальные проверки или проверки на наличие запахов резервуаров и контрольных устройств, чтобы гарантировать, что выбросы направляются в контрольные устройства, а факелы работают в соответствии с проектом.<sup>97</sup>
- Контролировать емкости для хранения, точки доступа и *системы сбора паров*, камеры сгорания как часть инструментального LDAR.<sup>98</sup>
- Если какие-либо резервуары освобождены от требования установки средств контроля выбросов, ежегодно проводить для этих резервуаров анализ испарения, чтобы оценить годовые выбросы метана из резервуаров и оценить, остается ли освобождение обоснованным.<sup>99</sup>

- Ведение записей

- Сохранять протоколы ежемесячных акустических, визуальных проверок или проверок на наличие запахов.<sup>100</sup>

- Отчетность

- Ежегодный отчет, демонстрирующий соблюдение требований и фиксирующий любые отклонения, сопровождаемый заверением правдивости, точности и

<sup>95</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.C.4.a(ii), § II.C.4.b. [дата обращения: 7 июля 2023 г.].

<sup>96</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.C.5.a. [дата обращения: 7 июля 2023 г.].

<sup>97</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.E.4.a., § I.E.2.b. [дата обращения: 7 июля 2023 г.]; [ASEA](#) § Chapter VII, Article 62.

<sup>98</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.C.2.b.(ii)(I) [дата обращения: 7 июля 2023 г.]; 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 (2.ii.) (Nigeria).

<sup>99</sup> Cal. Code Regs. tit. 17 § 95668(a)(3)-(5).

<sup>100</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.E.4.d. [дата обращения: 7 июля 2023 г.].



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

достоверности отчета за подписью ответственного должностного лица.<sup>101</sup>

## Резервуары для хранения жидкости: измерительные системы (отбор проб)

- Требования к контролю
  - Применимо к новым и модернизированным контролируемым резервуарам для хранения на объектах добычи нефти и газа, компрессорных станциях природного газа или заводах по переработке природного газа.
  - Резервуары, на которые распространяется действие мер безопасности, должны быть оборудованы измерительными системами, позволяющими операторам измерять количество жидкости в резервуаре и отбирать пробы жидкости без прямого доступа внутрь резервуара через люк для вскрытия резервуара.
  - Использовать измерительную систему и держать люки (или другие точки доступа к резервуару) и устройства сброса давления на резервуарах закрытыми и защелкнутыми во время проведения работ по определению качества и/или количества жидкостей в резервуаре(ах) для хранения.<sup>102</sup>
- Мониторинг
  - Операторы могут проверять, тестировать и/или калибровать систему измерения резервуара хранения раз в полгода или по указанию производителя системы. Открытие люка для отбора проб, если это необходимо для проверки, тестирования или калибровки системы, допускается.<sup>103</sup>
  - Установить указатели на резервуаре для хранения или рядом с ним и проводить ежегодную программу обучения для сотрудников и/или сторонних операторов, проводящих измерения в резервуаре, с указанием того, какое оборудование и метод(ы) используются для измерения в резервуаре, а также

<sup>101</sup> [Wyoming Permitting Guidance](#) (compliance requirements for well blowdown BMP requirements); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420a(c)(1) (EPA requirements for gas well completions); [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.F.3.c.(vii), § I.F.1.g.(xiv) [дата обращения: 7 июля 2023 г.]; 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 (4) (Nigeria).

<sup>102</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § III.C.4.b. [дата обращения: 7 июля 2023 г.].

<sup>103</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.C.4.c. [дата обращения: 7 июля 2023 г.].



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

соответствующие и необходимые процедуры эксплуатации для этой системы.<sup>104</sup>

- Ведение записей
  - Владелец или операторы должны хранить записи на протяжении не менее двух (2) лет и предоставлять такие записи регулирующим органам по запросу.<sup>105</sup>

## Резервуары для хранения жидкости: выгрузка в транспортирующие емкости

- Требования к контролю
  - Применимо к объектам добычи со скважин, компрессорным станциям природного газа и заводам по переработке природного газа с отгрузкой углеводородных жидкостей на транспортные средства пропускной способностью более или равной 5000 баррелей в год по скользящей схеме на 12-месячной основе
  - Оператор должен контролировать выбросы при отгрузке углеводородных жидкостей из контролируемых резервуаров для хранения в транспортные средства, используя: (a) погружную загрузку и (b) систему сбора и возврата паров и/или оборудование для контроля загрязнения воздуха.<sup>106</sup>
  - Резервуары для хранения должны работать без выбросов в течение всего времени загрузки.<sup>107</sup>
- Мониторинг
  - Владелец или оператор должен наблюдать за выгрузкой, чтобы подтвердить, что все резервуары для хранения работают без выбросов, когда активны операции по выгрузке. Эти проверки должны проводиться не реже одного раза в месяц, если только выгрузка не происходит реже, а затем так часто, как происходит выгрузка.<sup>108</sup>
  - Установить информационные табло на системе управления отгрузкой или рядом с ней и проводить ежегодную программу обучения для сотрудников и/или третьих лиц, осуществляющих отгрузку.<sup>109</sup>
- Ведение записей

<sup>104</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.C.4.d-e. [дата обращения: 7 июля 2023 г.].

<sup>105</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.C.4.f. [дата обращения: 7 июля 2023 г.].

<sup>106</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § I.M.1 [дата обращения: 7 июля 2023 г.].

<sup>107</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.C.5.a.(ii) [дата обращения: 7 июля 2023 г.].

<sup>108</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.C.5.(iv)(A) [дата обращения: 7 июля 2023 г.].

<sup>109</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.C.5.(iv)(C-D) [дата обращения: 7 июля 2023 г.].



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

- Владельцы или операторы должны хранить записи на протяжении не менее двух (2) лет и предоставлять их по запросу.<sup>110</sup>

## Открытые линии и клапаны, а также система отбора проб

- Требования к контролю
  - Необходимо, чтобы каждый клапан или линия были оснащены колпачком, глухим фланцем, заглушкой или вторым клапаном. В качестве альтернативы операторы могут рассматривать эти клапаны и линии как неконтролируемые компоненты и включать их в инструментальную программу LDAR.<sup>111</sup>
  - Требовать, чтобы каждая система отбора проб была оборудована замкнутой системой, системой выброса или продувки.<sup>112</sup>
- Ведение записей
  - Необходимо сохранять на протяжении пяти (5) лет с момента проверки записи, документирующие каждую проверку LDAR, а также форму концентрации утечек компонентов и форму ремонта для каждой проверки.<sup>113</sup>
- Отчетность
  - Владелец или оператор должен представлять ежегодный отчет, документирующий результаты каждой проверки на наличие утечек и ремонта, проведенной в течение календарного года, а также начальные и конечные измерения концентрации утечек для компонентов, измеренные выше минимально допустимого порога утечки.<sup>114</sup>

## Стравливание компрессора путем выброса

- Требования к контролю
  - Новое оборудование: компрессор должен быть спроектирован таким образом, чтобы ни один газ из продувочных отверстий компрессора не выбрасывался в атмосферу. Это требование может быть выполнено с помощью конструкции, которая улавливает 100 % газов из этих источников и направляет их в систему улавливания паров или, если это невозможно, в устройство сгорания. Вышеуказанные требования к конструкции должны выполняться всегда, когда на впускном или выпускном запорном клапане

<sup>110</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.C.5.a.(v) [дата обращения: 7 июля 2023 г.]

<sup>111</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § II.B.3.a [дата обращения: 7 июля 2023 г.]

<sup>112</sup> [Ohio General Permits](#) 12.I.C.5.d.3.b.

<sup>113</sup> [Cal. Code Regs.](#) tit. 17 § 95672(a)(17)-(18)

<sup>114</sup> [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

присутствует давление, включая периоды периодического или длительного отключения компрессора.<sup>115</sup>

- Мониторинг
  - Контролируйте компрессор, *систему сбора паров* и камеру сгорания как часть инструментального LDAR.<sup>116</sup>
- Ведение записей
  - Вести учет количества продувок, объема газа, выбрасываемого при всех продувках компрессоров за каждый месяц, в стандартных кубических футах; молярной доли каждого компонента CH<sub>4</sub> в газовом потоке с использованием репрезентативного анализа; и скользящего 12-месячного суммирования объема газа, выбрасываемого при всех продувках компрессоров, в стандартных кубических футах.<sup>117</sup>
- Отчетность
  - Ежегодный отчет, демонстрирующий соблюдение требований и фиксирующий любые отклонения, сопровождаемый заверением правдивости, точности и достоверности отчета за подпись ответственного должностного лица.<sup>118</sup>

### Внутритрубная очистка скребком

- Требования к контролю
  - Во время очистных работ оператор должен ограничить выбросы метана, используя систему улавливания паров или, если это невозможно, *устройство сгорания*.<sup>119</sup>
- Ведение записей
  - Дата и время выбросов,<sup>120</sup> а также объем выбросов.<sup>121</sup>
- Отчетность
  - Ежегодный отчет, демонстрирующий соблюдение требований и фиксирующий любые отклонения, сопровождаемый заверением правдивости, точности и

<sup>115</sup> [Ohio General Permits](#) 17.1.C.3.

<sup>116</sup> 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).

<sup>117</sup> [Ohio General Permits](#) 17.1.C.1.d.2.

<sup>118</sup> [Wyoming Permitting Guidance](#) (compliance requirements for well blowdown BMP requirements); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420(c)(1) (EPA requirements for oil or gas well completions following hydraulic fracturing); [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § V.C [дата обращения: 7 июля 2023 г.].

<sup>119</sup> [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).

<sup>120</sup> [Ohio General Permits](#) 21.1.C.1.b.

<sup>121</sup> [Wyoming Permitting Guidance](#) (compliance requirements for well blowdown BMP requirements)



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

достоверности отчета за подписью ответственного должностного лица.<sup>122</sup>

## Заканчивание и повторное заканчивание нефтяных и газовых скважин

- Требования к контролю
  - На начальной стадии обратного потока владелец или оператор нефтяной или газовой скважины должен направить обратный поток в одну или несколько емкостей для заканчивания скважины или резервуаров для хранения и начать эксплуатацию сепаратора.
  - В течение этапа разделения обратного потока владелец или оператор нефтяной или газовой скважины должен направить все извлеченные жидкости из сепаратора в один или несколько сосудов для заканчивания скважины или резервуаров для хранения, повторно закачать жидкости в скважину или другую скважину или направить извлеченные жидкости в систему сбора. Владелец или оператор нефтяной или газовой скважины должен направить извлеченный газ из сепаратора в газовый поток или систему сбора, использовать извлеченный газ в качестве источника топлива на месте или для другой цели, которой служило бы закупленное топливо или сырье.
  - Владелец или оператор нефтяной или газовой скважины должен направить весь извлеченный газ в линию потока газа как можно скорее, или скважина должна быть закрыта для сохранения газа. В случаях, когда извлеченный газ не может быть направлен в линию потока, владелец или оператор нефтяной или газовой скважины должен собрать и направить извлеченный газ в устройство сгорания, за исключением условий, которые могут привести к опасности возгорания или взрыва, или когда высокие выбросы тепла из устройства сжигания могут отрицательно повлиять на водные пути.
  - Оборудование для контроля загрязнения воздуха должно обеспечивать эффективность улавливания углеводородов не менее 95%, а в случае использования устройства сжигания оно должно иметь расчетную эффективность разрушения углеводородов не менее 98%.<sup>123</sup>

<sup>122</sup> [Wyoming Permitting Guidance](#) (compliance requirements for well blowdown BMP requirements); [EPA NSPS OOOOa](#) § 60.5420a(c)(1) (EPA requirements for oil or gas well completions); [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § V.B [дата обращения: 7 июля 2023 г.].

<sup>123</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § VI.D.1.a [дата обращения: 7 июля 2023 г.].



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

- Владелец или оператор нефтяной или газовой скважины несет общую обязанность по обеспечению безопасной максимальной добычи ресурсов и минимизации выбросов в атмосферу во время обратного притока и последующего извлечения.<sup>124</sup>
- Уведомить соответствующий регулирующий орган не позднее, чем за два (2) дня до начала каждой операции по заканчиванию скважины и предоставить местоположение скважины и запланированную дату завершения деятельности.<sup>125</sup> Оператор должен применять методы заканчивания с пониженными выбросами на всех законченных и повторно законченных скважинах, независимо от того, был ли произведен гидроразрыв.<sup>126</sup>
- Оператор может сжигать газ в факеле во время заканчивания или повторного заканчивания только в том случае, если такое сжигание включено в утвержденный план улавливания газа или по отдельной утвержденной причине для минимизации неблагоприятного воздействия на здоровье населения, безопасность, благосостояние, окружающую среду и ресурсы дикой природы.<sup>127</sup>
- Уведомление
  - Владелец или оператор затронутой нефтяной или газовой скважины, попадающей под действие настоящего раздела, должен направить уведомление [регулирующему органу] не позднее, чем за два (2) дня до начала каждой операции по заканчиванию скважины, в котором указывается предполагаемая дата заканчивания скважины, номер и местоположение скважины, контактный номер владельца или оператора, а также планируемая дата начала обратного притока.<sup>128</sup>
- Мониторинг
  - Владелец или оператор должен контролировать качество воздуха в течение как минимум десяти (10) дней до начала предпроизводственных операций, во время всех предпроизводственных операций и в течение минимум шести месяцев после того, как скважина сможет стабильно производить либо отделяемый газ, либо товарные жидкие углеводороды.

<sup>124</sup> [EPA NSPS OOOQa](#) § 60.5375a(a)(1)-(4).

<sup>125</sup> [EPA NSPS OOOQa](#) at § 60.5410a

<sup>126</sup> [Colorado Flaring Rule](#) at 903.c.(1)

<sup>127</sup> [Colorado Flaring Rule](#) at 903.c.(3)

<sup>128</sup> [EPA NSPS OOOQa](#) at § 60.5420a(a)(2);



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

Владелец или оператор должен представить план мониторинга качества воздуха.<sup>129</sup>

- Ведение записей
  - Журнал для каждой операции по заканчиванию скважины на каждой затронутой нефтяной или газовой скважине с операциями по гидроразрыву пласта, указывающий следующее: место, дату, время и продолжительность заканчивания, продолжительность сжигания и выброса, если таковые имеются, и конкретные причины выброса вместо улавливания или сжигания.<sup>130</sup>
- Отчетность
  - Ежегодный отчет, демонстрирующий соблюдение требований и фиксирующий любые отклонения, сопровождаемый заверением правдивости, точности и достоверности отчета за подписью ответственного должностного лица.<sup>131</sup>

### Выброс попутного газа и факельное сжигание

- Требования к контролю
  - Операторам запрещается выпускать или сжигать газ в качестве средства обработки газа, если нефтяные скважины не имеют достаточной пропускной способности для обработки газа.<sup>132</sup>
  - Оператору запрещается выпускать или сжигать природный газ, за исключением:
    - В случае чрезвычайной ситуации или неисправности
    - Во время удаления скважинных жидкостей
    - В течение первых 12 месяцев добычи на разведочной скважине
    - Во время испытаний скважин, отбора проб из резервуаров и нормальной работы пневматических контроллеров, насоса, резервуара, установки осушки, установки аминовой очистки и компрессоров.<sup>133</sup>

<sup>129</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § VI.C.1 [дата обращения: 7 июля 2023 г.],

<sup>130</sup> [Colorado Regulation](#) 5 C.C.R. 1001-9 Part B § VI.D.3 [дата обращения: 7 июля 2023 г.]; [EPA NSPS OOOQa](#) at § 60.5375a(b).

<sup>131</sup> [EPA NSPS OOOQa](#) at § 60.5420a(c)(1),

<sup>132</sup> [Colorado Flaring Rule](#) at 903(d)(1) (prohibiting operators from venting or flaring gas during production, with several exceptions, such as emergencies, testing, liquids unloading and maintenance activities, but not including disposal of gas during production due to lack of transport capacity away from the facility) and NM OCD Flaring Rule at 19.15.27.8.D (similarly, prohibiting operators from venting or flaring gas during production, with enumerated exceptions that do not include disposal of gas during production due to lack of transport capacity away from the facility), EU Methane Regs, Article 15 Rule 1, US EPA Final Rule

<sup>133</sup> [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.D; [Colorado Flaring Rule](#) at 903.d.(1)



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

- В течение нескольких лет все операторы скважин или систем сбора природного газа должны ограничить выбросы и сжигание газа, включая выбросы из разрешенных источников, таких как техническое обслуживание, испытания, разгрузка и т. д., до 2 % от добываемого природного газа.<sup>134</sup>
- Операторы должны минимизировать выбросы в атмосферу и сжигание на факеле, выполняя следующие действия:
  - Проектирование производственного сепарирующего оборудования и резервуаров для хранения с учетом максимальной ожидаемой производительности и давления.<sup>135</sup>
  - Резервуары для хранения должны быть оборудованы автоматической системой измерения, которая снижает выбросы природного газа.<sup>136</sup>
  - Факельная установка должна иметь правильный размер и конструкцию, чтобы обеспечить эффективность разрушения не менее 98% - 99%, включая автоматическое зажигание или непрерывное запальное пламя, или технологию, которая предупреждает оператора о возможной неисправности факела.<sup>137</sup>
- Оператор должен подать план управления природным газом для каждой новой или повторно построенной скважиной или кустовой площадкой, в котором подробно описываются действия, которые он предпримет для выполнения требований по улавливанию природного газа.<sup>138</sup>
  - План управления газом будет подтверждать, что оператор сможет подключить скважину к системе сбора природного газа с достаточной пропускной способностью для транспортировки 100 % ожидаемого объема добычи, начиная с первого дня добычи. Если оператор не может подтвердить, что он сможет подключить скважину к системе сбора природного газа с достаточной пропускной способностью для транспортировки 100 %

<sup>134</sup> [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.9.A.

<sup>135</sup> [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.E (1).

<sup>136</sup> [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.E (2).

<sup>137</sup> [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.E (3); [Colorado Flaring Rule](#) at 903.d.(5); [EU Methane Regulation](#). Статья 17, пункт 1.

<sup>138</sup> [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.9.D; [Colorado Flaring Rule](#) at 903.e.(1)



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

ожидаемого объема добычи начиная с первого дня добычи, он должен либо закрыть скважину, пока не сможет это сделать, либо предоставить план сброса и сжигания, который предполагает альтернативное полезное использование природного газа, пока система сбора газа не будет доступна. К таким альтернативным полезным видам использования относятся:

- генерация электроэнергии для сдачи в аренду
  - генерация электроэнергии в энергосеть;
  - компрессия для сдачи в аренду
  - удаление жидкости для сдачи в аренду
  - обратная закачка для подземного или временного хранения или повышения нефтеотдачи.<sup>139</sup>
- Операторы ни при каких обстоятельствах не должны сжигать жидкости в факеле и обязаны устанавливать и поддерживать оборудование для отделения жидкостей от парового потока перед факельной трубой, чтобы обеспечить безопасность и предотвратить горение жидких углеводородов на поверхности.<sup>140</sup>
  - Мониторинг
    - Оператор должен измерять объем природного газа, сбрасываемого, сжигаемого или используемого с пользой во время бурения, заканчивания и добычи, используя оборудование, которое соответствует отраслевому стандарту, такому как Руководство по применению стандартов измерения нефти (MPMS) Американского института нефти (API), глава 14.10. «Измерение расхода на факелы».<sup>141</sup>
    - Если измерение нецелесообразно из-за таких обстоятельств, как низкий расход или низкое давление сброса и сжигания, оператор может оценить объем сброшенного или сожженного природного газа, используя методологию, которая может быть независимо проверена. Кроме того, компания должна проводить ежегодный тест на газовый фактор и представлять результаты регулятору, чтобы оценки объема могли быть независимо проверены.<sup>142</sup>

<sup>139</sup> [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.9.D, [EU Methane Regulation](#). Статья 15, пункт 3.

<sup>140</sup> [30 Texas Administrative Code \(TAC\) §106.492\(c\) \(Flares\)](#)

<sup>141</sup> [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.E. (1)-(4); [Colorado Flaring Rule](#) at 903.d.(4)

<sup>142</sup> [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.E. (5)-(7).



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

- Оператор должен осматривать все факелы и другие устройства сжигания каждые 15 дней, за исключением случаев, когда они не используются регулярно. В тех случаях, когда факелы или другие устройства сжигания не используются регулярно, оператор должен осматривать их перед каждым использованием.<sup>143</sup>
- Оператор должен установить манометры на входе и выходе пламегасителя для контроля возможного засорения вследствие накопления углеводородов.<sup>144</sup>
- Оператор должен визуально осматривать запальники/поджигатели факельных устройств, чтобы убедиться, что они находятся в правильном положении (по высоте и ориентации), что может потребоваться после сильных ветров или ударов молнии. Механизмы регулировки (например, шкивы) должны содержаться в рабочем состоянии, чтобы позволять их перемещение.<sup>145</sup>

- Ведение записей
  - Оператор должен вести и хранить записи измерений и оценок, включая записи, показывающие, как он рассчитал оценки, на протяжении не менее пяти лет и предоставлять такие записи для проверки подразделению по запросу.<sup>146</sup>
- Отчетность
  - Оператор должен ежемесячно представлять отчеты о выбросах и сжигании природного газа.<sup>147</sup>
  - Оператор должен сообщать обо всех случаях выброса или сжигания газа, вызванных чрезвычайной ситуацией, неисправностью или длительной продолжительностью, если объем выброса превышает 50 тыс. куб. футов, не позднее чем через 15 дней после обнаружения или начала выброса или сжигания газа.<sup>148</sup>
  - Оператор должен сообщать обо всех выбросах или сжиганиях, вызванных чрезвычайной ситуацией, неисправностью или длительной продолжительностью, если событие превышает 500 тыс. куб. футов, не позднее чем через 24 часа после обнаружения или начала выброса или сжигания.<sup>149</sup>

## Шельф

<sup>143</sup> [EU Methane Regulation](#). Article 17, Rule 3.

<sup>144</sup> [40 Code of Federal Regulations \(CFR\) §60.18\(f\)\(6\)](#) (General Flare Requirements)

<sup>145</sup> [40 CFR §60.18\(f\)\(2\)](#) (General Flare Requirements)

<sup>146</sup> [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.G. (2).

<sup>147</sup> [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.G. (2).

<sup>148</sup> [NM OCD Flaring Rule](#) at 19.15.27.8.G. (1)(a)(i); [Colorado Flaring Rule](#) at 903.d.(2).

<sup>149</sup> [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

- Требования к контролю
  - Для обслуживаемых морских платформ операторы обязаны проводить ежеквартальные проверки на каждом объекте, начиная с трех лет внедрения руководства. Операторы могут постепенно увеличивать частоту проверок в течение первых двух лет с момента внедрения рекомендаций: одна проверка на каждом предприятии в первый год и две проверки во второй год.
  - Операторы необслуживаемых людьми морских платформ обязаны проводить инспекции LDAR всякий раз, когда планируются работы по техническому обслуживанию на месте, с требуемой частотой для обслуживаемых объектов.
  - «Холодные» выбросы запрещены на объектах нефтегазовой промышленности, за исключением случаев, когда оператору предоставлено официальное разрешение на выбросы.
  - Все отводимые выбросы должны направляться на факел, за исключением случаев, когда газовая смесь не является негорючей или объем/давление газа слишком малы для конструкции факела.<sup>150</sup>
- Мониторинг
  - Мониторинг морских платформ в рамках программы LDAR.<sup>151</sup>
- Ведение записей
  - Оператор должен вести учет всего оборудования, которое является источником выбросов в каждую выбросную трубу и факел.<sup>152</sup>
- Отчетность
  - Ежегодный отчет, демонстрирующий соблюдение требований и фиксирующий любые отклонения, сопровождаемый заверением правдивости, точности и достоверности отчета за подпись ответственного должностного лица.<sup>153</sup>

## Программа реагирования на сверхэмиттеры

<sup>150</sup> 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).

<sup>151</sup> 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).

<sup>152</sup> 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).

<sup>153</sup> 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

- Трети стороны (такие как НПО, подрядчики или другие организации) могут использовать технологии дистанционного зондирования, например спутники, аэросъёмку и наземные технологии, для выявления крупных выбросов метана. Событие «сверхэмиттер» определяется как скорость выброса 100 килограммов метана в час или больше.<sup>154</sup>
- Требования к мониторингу
  - Сертифицированные сторонние нотификаторы должны использовать заранее одобренные технологии дистанционного зондирования.<sup>155</sup>
  - После того как событие сверхэмиттера выявлено и подтверждено сертифицированной третьей стороной, регулятор должен быть уведомлён в течение 15 календарных дней с момента обнаружения события.<sup>156</sup>
  - Регулятор обязан проверить каждое уведомление на полноту и точность до уведомления ответственных владельцев и оператора соответствующего объекта.<sup>157</sup>
  - Владелец или оператор должен начать расследование события сверхэмиттера в течение 5 календарных дней после получения уведомления от регулятора.<sup>158</sup>
  - В рамках расследования владелец или оператор обязан обследовать весь объект с использованием методов обнаружения утечек, таких как OGI, метод EPA 21 или другие утверждённые методы.<sup>159</sup>
  - Если установленный ответственный источник - компонент утечек, владелец и оператор должны принять меры по снижению выбросов в соответствии с применимыми требованиями по ремонту утечек.<sup>160</sup>
  - Владельцы и операторы должны представить регулятору отчёт в течение 15 календарных дней после получения уведомления от регулятора о выявленном событии.<sup>161</sup>
- Ведение записей
  - Сертифицированные уведомители обязаны хранить записи о применяемой технологии обнаружения, методологии и передаче данных.<sup>162</sup>

<sup>154</sup> US EPA Final Rule, 40 CFR 60.5371b, <https://www.ecfr.gov/current/title-40/section-60.5371b>

<sup>155</sup> US EPA Final Rule, 40 CFR 60.5371b(1)(ii), <https://www.ecfr.gov/current/title-40/section-60.5371b>

<sup>156</sup> US EPA Final Rule, 40 CFR 60.5371b(c)(9), <https://www.ecfr.gov/current/title-40/section-60.5371b>

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

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

<sup>159</sup> US EPA Final Rule, 40 CFR 60.5371b(d)(2)(v), <https://www.ecfr.gov/current/title-40/section-60.5371b>

<sup>160</sup> US EPA Final Rule, 40 CFR 60.5371b(d)(3), <https://www.ecfr.gov/current/title-40/section-60.5371b>

<sup>161</sup> US EPA Final Rule, 40 CFR 60.5371b(e)(1), <https://www.ecfr.gov/current/title-40/section-60.5371b>

<sup>162</sup> US EPA Final Rule, 40 CFR 60.5371b(b)(2), <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

- Они должны проходить повторную сертификацию при любом существенном изменении технологий или сертифицирующих должностных лиц.<sup>163</sup>
- Владельцы и операторы обязаны вести полные записи по всем расследованиям событий сверхэмиттеров, включая:
  - дату и время получения уведомления от регулятора;
  - использованные методы расследования;
  - результаты расследований;
  - источник выбросов;
  - любые проведённые ремонты или мероприятия по снижению выбросов, включая даты начала и окончания события.<sup>164</sup>

- Отчетность

- Сертифицированная третья сторона должна направить уведомление регулятору в течение 15 календарных дней с момента обнаружения события сверхэмиттера.<sup>165</sup>
- Владельцы и операторы должны предоставить регулятору отчёт в течение 15 календарных дней с момента получения официального уведомления.<sup>166</sup>
- Отчёт должен включать комплексный план устранения события с подробным ожидаемым графиком работ. В отчёте также должны быть описаны мероприятия по техническому обслуживанию, обследования на утечки и содержаться полная оценка результатов расследования.<sup>167</sup>

## Неактивные скважины, временно заглушенные скважины и постоянно заглушенные и заброшенные скважины

- Требования к контролю

- Владельцы или ответственные лица должны разработать и реализовать планы по снижению выбросов метана и, при необходимости, окончательно заглушить скважины.
- В случаях обнаружения выбросов метана из неактивных, временно заглушенных или постоянно заглушенных и заброшенных скважин ответственная сторона обязана принять все доступные ей меры для проведения ремедиации, рекультивации и окончательной заглушки данной скважины.
- Если ответственная сторона докажет, что выполнение плана смягчения невозможно в установленный срок по соображениям безопасности, административным или техническим причинам, она может отложить его

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

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

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

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

<sup>167</sup> 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

исполнение. План смягчения должен содержать все необходимые доказательства, обосновывающие такое решение. В таких случаях реализация должна быть выполнена как можно скорее при условии, что конечный срок выполнения мероприятия по каждой скважине не превышает 3 лет со дня представления первого отчёта.<sup>168</sup>

- Мониторинг
  - Выбросы метана со всех неактивных и временно заглушенных скважин должны контролироваться и количественно оцениваться.<sup>169</sup>
- Ведение записей
  - Ответственная сторона обязана составить и сделать общедоступным реестр всех зарегистрированных неактивных скважин, временно заглушенных скважин и постоянно заглушенных и заброшенных скважин.<sup>170</sup>
- Отчетность
  - Операторы должны ежегодно представлять компетентным органам отчёты, содержащие информацию о количественной оценке выбросов метана и, при наличии оборудования для мониторинга давления, данные мониторинга давления по всем неактивным и временно заглушенным скважинам.<sup>171</sup>
  - В эти отчёты должны быть включены количественные данные по выбросам метана в воздух и в водную среду, а также информация по мониторингу давления, где это применимо, в соответствии со стандартами или техническими предписаниями, установленными регулятором.<sup>172</sup>
  - Если компетентным органам представлены количественные данные по выбросам метана и, при наличии оборудования для мониторинга давления, данные мониторинга давления, которые доказывают отсутствие выбросов метана из неактивной или временно заглушенной скважины в течение последних 5 лет (для морских/шельфовых скважин - 3 года), требования по контролю и мониторингу для этой скважины прекращают своё действие.<sup>173</sup>
  - Перед представлением компетентным органам отчёты подлежат оценке верификатором и должны включать заключение о верификации.<sup>174</sup>

<sup>168</sup> EU Regs Article 18 (9)

<sup>169</sup> EU Regs Article 18 (9)

<sup>170</sup> EU Regs Article 18 (1)

<sup>171</sup> EU Regs Article 18 (3)

<sup>172</sup> EU Regs Article 18 (3)

<sup>173</sup> EU Regs Article 18 (4)

<sup>174</sup> EU Regs Article 18 (7)



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

## Определения

*Потери при дыхании* описывают пары газа, которые высвобождаются из неконтролируемого резервуара для хранения, когда резервуар подвергается повышению температуры, например, из-за воздействия солнечного света в течение дня.

*Устройство сгорания*: устройство сгорания означает закрытое устройство с расчетной эффективностью разрушения углеводородов не менее 98 %, оснащенное самовоспламенителем.

*Критический компонент*: компонент, который потребовал бы отключения критического технологического блока, если бы компонент был отключен или отсоединен. Критический технологический блок — это технологический блок, который должен оставаться в эксплуатации, поскольку отключение единицы может повлиять на безопасность и/или надежность системы подачи природного газа.<sup>175</sup>

*Газ выветривания (флэш-газ)* означает газ, растворенный в сырой нефти, конденсате или пластовой воде под давлением, который высвобождается, когда давление жидкостей снижается, например, когда жидкости перекачиваются из подземного резервуара на поверхность земли или из сосуда под давлением в резервуар для хранения, в котором поддерживается атмосферное давление.

*Крупная компрессорная станция* означает компрессорную станцию, на которой общая мощность всех компрессоров составляет три мегаватта и более.<sup>176</sup>

*Система измерения резервуара* представляет собой оборудование и методы, используемые для определения количества и качества жидкостей внутри резервуара без необходимости прямого доступа через люк для вскрытия резервуара.<sup>177</sup>

*Система сбора паров*: оборудование и компоненты, установленные на сосудах высокого давления, сепараторах, резервуарах или отстойниках, включая трубопроводы, соединения и устройства, вызывающие поток, используемые для сбора и направления выбросов в систему переработки, продажи газа или топливного газа; в скважину для утилизации газа; или в устройство контроля паров.<sup>178</sup>

<sup>175</sup> [Cal. Code Regs.](#) tit. 17 § 95667(a)(12)

<sup>176</sup> [BC regulation](#) § 52.05 (1)

<sup>177</sup> [Colorado Regulation](#) § D.II.A.22.

<sup>178</sup> [Cal. Code Regs.](#) tit. 17 § 95667(a)(62)



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

P: 617.624.0234  
F: 617.624.0230

*Система сбора и возврата паров* означает закрытую систему, предназначенную для контроля выбросов ЛОС, вытесняемых из резервуара во время перекачки углеводородных жидкостей, путем использования перекачиваемых углеводородных жидкостей для прямого вытеснения с целью принудительного отвода паров из загружаемого сосуда либо в разгружаемый резервуар для хранения, либо в оборудование по контролю загрязнения воздуха.<sup>179</sup>

*Рабочие потери* описывают пары газа, которые высвобождаются из неконтролируемого резервуара для хранения, когда уровень жидкости в резервуаре повышается, выталкивая пары из свободного пространства над жидкостью из резервуара.

---

<sup>179</sup> [Colorado Regulation](#) § D.II.A.25.