

Технологические решения для сокращения выбросов метана на объектах нефтегазодобывающих предприятий

Рощин П.В.^{1,2}, Савельев А.А.^{1,2}, Логинов А.А.¹, Канайкин И.Е.^{1,2}, Парамзин А.Р.^{1,2}, Быстрыкова Е.А.¹, Давыдов М.А.^{1,2}

¹ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия; ²ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия

pv.roschin@yandex.ru

Аннотация

В настоящее время деятельность отечественных и зарубежных нефтегазодобывающих компаний не представляется возможной без принятия усилий по минимизации воздействия на окружающую среду. В процессе разработки нефтяных месторождений в окружающую среду могут выбрасываться различные загрязняющие вещества, одним из которых является метан (CH_4) — основной компонент в смеси попутных нефтяных газов (ПНГ). Метан является не только загрязняющим веществом, но и парниковым газом, обладающим потенциалом глобального потепления в 28 раз выше, чем углекислый газ (CO_2). В связи с этим снижение выбросов CH_4 становится одной из важных задач для снижения воздействия технологических процессов на окружающую среду. В статье рассматриваются основные источники выбросов CH_4 на объектах нефтегазодобывающих предприятий: установки факельного сжигания ПНГ, резервуары для хранения нефти, свечи рассеивания. Рассмотрены наиболее эффективные технологии снижения выбросов CH_4 на рассматриваемых источниках.

Материалы и методы

В рамках подготовки публикации использовались данные официального сайта Международного энергетического агентства (www.iea.org), методика количественного определения объема выбросов парниковых газов, методические рекомендации по

определению технологических потерь нефти и другие источники информации.

Ключевые слова

выбросы метана, факельная установка, резервуары для хранения нефти, свечи рассеивания, парниковые газы, попутный нефтяной газ

Для цитирования

Рощин П.В., Савельев А.А., Логинов А.А., Канайкин И.Е., Парамзин А.Р., Быстрыкова Е.А., Давыдов М.А. Технологические решения для сокращения выбросов метана на объектах нефтегазодобывающих предприятий // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 6. С. 94–99.

DOI: 10.24412/2076-6785-2025-6-94-99

Поступила в редакцию: 16.09.2025

ECOLOGY

UDC 502.175 I Original Paper

Technological solutions for reducing methane emissions at oil and gas production facilities

Roshchin P.V.^{1,2}, Savelyev A.A.^{1,2}, Loginov A.A.¹, Kanaykin I.E.^{1,2}, Paramzin A.R.^{1,2}, Bystryakova E.A.¹, Davydov M.A.^{1,2}

¹“SamaraNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Samara, Russia; ²SamGTU, Samara, Russia

pv.roschin@yandex.ru

Abstract

Currently, the operations of domestic and international oil and gas companies are impossible without efforts to minimize their environmental impact. During oil field development, various pollutants can be emitted into the environment, one of which is methane (CH_4), the main component of associated petroleum gas (APG). Methane is not only a pollutant but also a greenhouse gas, with a global warming potential 28 times higher than carbon dioxide (CO_2). Therefore, reducing CH_4 emissions is becoming a key task in reducing the environmental impact of technological processes. This article examines the main sources of CH_4 emissions at oil and gas production facilities: APG flaring units, oil storage tanks, and dispersion candles. The most effective technologies for reducing CH_4 emissions at these sources are discussed.

Materials and methods

The publication was prepared using data from the official websites of the International Energy Agency (www.iea.org), permits from the Ministry of Natural Resources and their orders, and guidelines for determining technological losses of oil.

Keywords

methane emissions, flare installation, oil storage tanks, dispersion candles, greenhouse gases, associated petroleum gas

For citation

Roshchin P.V., Savelyev A.A., Loginov A.A., Kanaykin I.E., Paramzin A.R., Bystryakova E.A., Davydov M.A. Technological solutions for reducing methane emissions at oil and gas production facilities. Exposition Oil Gas, 2025, issue 6, P. 94–99. (In Russ).

DOI: 10.24412/2076-6785-2025-6-94-99

Received: 16.09.2025

В настоящее время большинство вертикально-интегрированных нефтегазодобывающих компаний установили цели по сокращению выбросов метана (CH_4) [1]. Согласно законодательству Российской Федерации, CH_4 является не только загрязняющим веществом (4-й класс опасности), но и парниковым газом, потенциал глобального потепления которого в 28 раз выше, чем у диоксида углерода [2]. Таким образом, сокращение выбросов CH_4 является важным направлением не только в рамках стратегии по сохранению климата, но и с точки зрения минимизации негативного воздействия на окружающую среду.

Согласно исследованиям Международного энергетического агентства, на энергетический сектор приходится около 22 % мировых выбросов метана [3]. К основным источникам выбросов CH_4 на предприятиях нефтегазодобычи можно отнести: установки факельного сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ), резервуары для хранения нефти при поступлении в них нефтегазовой смеси напрямую со скважины или после первой ступени сепарации, а также свечи рассеивания. В данной работе представлен обзор основных способов и опыта сокращения выбросов метана на объектах нефтегазодобывающих предприятий.

Сжигание на факельных установках

Согласно международному опыту по инвентаризации источников выбросов парниковых газов (CO_2 и CH_4) в нефтегазовом секторе, наибольшие выбросы метана происходят от сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках. Отмечается, что полностью отказаться от факельных установок на объектах нефтегазодобывающих компаний невозможно, поскольку они необходимы для безопасного и контролируемого сжигания ПНГ при технологических операциях добычи нефти и газа, а также при проведении плановых ремонтов оборудования.

Одним из основных параметров, влияющих на расчетную величину выбросов CH_4 и других загрязняющих веществ при сжигании углеводородной смеси на факельных установках, является коэффициент недожога, измеряемый в долях единицы. Коэффициент недожога определяется экспериментально или принимается в зависимости от условий сжигания углеводородных смесей.

При расчете выбросов парниковых газов он принимается согласно таблице 2.2 Приложения № 2 к методике количественного

определения объема выбросов парниковых газов, утвержденной приказом Минприроды России от 27.05.2022 г. № 371 [4]:

- бессажевое сжигание (в том числе природного газа некондиционных газовых и газоконденсатных смесей) — 0,0006;
- сажевое сжигание (в том числе некондиционного углеводородного конденсата) — 0,035;
- нефтяные, газоконденсатные и газовые месторождения — 0,02;
- нефтеперерабатывающие, нефтехимические, химические, металлургические и прочие предприятия — 0,005.

При расчете выбросов загрязняющих веществ коэффициент недожога принимается согласно п. 6 методики расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках, разработанной АО «НИИ Атмосфера» [5]:

- при бессажевом сжигании — 0,0006;
- при сажевом сжигании — 0,035.

Таким образом, чтобы снизить выбросы метана при сжигании углеводородной смеси на факельной установке, необходимо стремиться к уменьшению коэффициента недожога смеси. Известным технологическим решением данной задачи является установка оголовков с высокоинтенсивными камерами сгорания (оголовки бессажевого горения), позволяющих практически полностью сжигать углеводородные газы, поступающие на факельные установки.

Оголовки бессажевого или бездымного горения, наиболее массово выпускаемые отечественной промышленностью в настоящее время, можно условно разделить на 2 категории: оголовки кинетические и оголовки с принудительной подачей воздуха (табл. 1).

Помимо снижения выбросов метана применение оголовков бессажевого горения позволяет полностью устранить выбросы сажи в атмосферу. Кроме этого, на 97 % сокращаются выбросы сероводорода (при наличии в смеси), на 92 % — оксида углерода, на 98 % — смеси CH_4 – C_2H_{12} , на 98 % — смеси C_6H_{14} – $\text{C}_{10}\text{H}_{22}$, на 73 % — бензапирена [6].

Выбросы в РВС для хранения нефти

Вертикальные стальные резервуары (РВС) для хранения нефти на объектах нефтегазодобывающих предприятий также могут являться источниками выбросов метана. Согласно данным сайта Permian Methane Analysis Project, на нефтегазодобывающих предприятиях США в штате Техас

выбросы из РВС составляют 76,39 % от общего объема выбросов CH_4 на объектах нефтегазодобычи (рис. 1) [7].

Выбросы метана из РВС возникают вследствие «больших» и «малых» дыханий резервуаров. Дыхание резервуара не только может приводить к выбросам загрязняющих веществ и парниковых газов, но и является процессом потери ценных легких фракций углеводородов [9].

«Малое дыхание» резервуаров возникает ввиду циклического ежесуточного изменения температуры окружающего воздуха. При повышении температуры в резервуаре давление воздуха над зеркалом нефти увеличивается, в результате чего насыщенный нефтяными парами воздух поступает в атмосферу через дыхательные клапаны и вентиляционные отверстия резервуаров. Когда температура окружающей среды и нефтепродуктов в резервуаре уменьшается — давление в РВС снижается, и атмосферный воздух вновь поступает в резервуар.

«Большое дыхание» резервуаров возникает при поступлении нефти в РВС. Насыщенный парами нефти воздух вытесняется в атмосферу при повышении уровня, а при отгрузке продукции вновь заполняется атмосферным воздухом над зеркалом нефти.

За рубежом имеются системы сбора и подготовки нефтяной продукции, реализованные по упрощенной схеме (нефть с добываемых скважин не проходит сепарацию перед поступлением в РВС). Применение



Рис. 1. Основные источники выбросов метана на объектах нефтегазодобычи в штате Техас, США (пример) [8]

Fig. 1. Major sources of methane emissions at oil and gas production facilities in Texas, USA (example) [8]

Табл. 1. Виды оголовков и их характеристики
Tab. 1. Types of headwalls and their characteristics

Технологические особенности оголовка	Преимущества	Ограничения	Снижение выбросов CH_4 , %
Кинетические факельные оголовки	– не требуется дополнительное оборудование для принудительного нагнетания воздуха – отсутствуют движущиеся части – отсутствует дополнительный расход электроэнергии	– эффективны при относительно узком диапазоне расходов сжигаемого газа	До 98,3
Факельные оголовки с принудительной подачей воздуха	– эффективны в более широком диапазоне рабочих параметров, так как имеется возможность регулировать расход воздуха	– дополнительные капитальные вложения (воздуходувка) – необходимость регулярного обслуживания воздухоподувки – дополнительные эксплуатационные затраты на электроэнергию	До 99,9

подобных систем ведет к значительному увеличению выбросов CH_4 , поскольку попутный газ не отделяется перед поступлением в РВС, а выходит в атмосферу через дыхательные клапаны резервуаров. В случае если в резервуарах хранится нефть, прошедшая сепарационные установки, выбросы метана будут сведены к нулю. Ниже рассмотрены примеры специализированных исследований, проведенных на РВС в различных условиях.

В 2021 году на территории канадской провинции Альберта проводились исследования выбросов CH_4 на РВС для хранения нефти. Исследование преследовало выполнение следующих задач [9]:

1. Проведение прямых измерений выбросов углеводородных газов, в том числе CH_4 , на РВС, не оборудованных средствами сокращения выбросов.
2. Выполнение исследований причин потерь

углеводородов из РВС вследствие «дыхания резервуаров».

3. Получение сведений о требованиях к замерам выбросов из РВС в различных условиях.

В рамках данного исследования в 2021 г. группой канадских исследователей из Карлтонского университета (г. Оттава, Канада) были осуществлены замеры выбросов метана на восьми РВС, причем ранее замеры выбросов CH_4 на них не осуществлялись. Стоит отметить, что в некоторые резервуары поступала нефть, не прошедшая сепарацию, при этом расчеты указывают на газовый фактор $98 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Объем выбросов углеводородных газов и, в частности, метана определялся при помощи подключения измерителя VentX к выпускному отверстию дыхательного клапана. Указанный прибор определяет массовый расход метана с точностью до $\pm 0,4 \text{ кг/ч}$.

Как показано на рисунке 2, измерительное устройство VentX либо устанавливалось на уровне земли и подключалось к дыхательному клапану с помощью гибкого воздуховода длиной 9 м с внутренним диаметром 100 мм, либо непосредственно подключалось к дыхательному клапану в верхней части резервуара. В первом случае в измерениях дополнительно применялся ультразвуковой расходомер [9].

Результаты замеров выбросов метана, полученные в ходе рассматриваемого исследования, приведены в таблице 2. Отмечается, что объемы выбросов CH_4 из РВС непостоянны, и в процессе осуществления измерений наблюдались колебания значений выбросов метана, в связи с чем в таблице приведены усредненные данные.

В 2023 году ПАО «НК «Роснефть» на одном из нефтегазодобывающих предприятий проведены собственные исследования на наличие выбросов метана на объекте сбора и подготовки продукции скважин. Объектом исследования являлся вертикальный резервуар объемом $3\,000 \text{ м}^3$ для хранения товарной нефти первой группы качества в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002. Отмечается, что перед поступлением в РВС нефть проходила три ступени сепарации: первая ступень — во входном сепараторе при давлении $0,50\ldots 0,85 \text{ МПа}$; вторая ступень — в трехфазном сепараторе; третья ступень — в концевой сепарационной установке при давлении $0,005 \text{ МПа}$. Упрощенная схема приведена на рисунке 3 [10].

Исследования проводились в следующем порядке. В соответствии с п. 4.13.3 ГОСТ 2517-2012 осуществлялся герметичный отбор проб нефти в пробоотборник закрытого типа. Пробы отбирались в двух точках: на линии подачи нефти в РВС и на линии слива нефти из РВС. Далее проводились лабораторные исследования отобранных проб нефти с целью определения массового содержания метана и прочих легких углеводородов ($\text{C}_1\text{--C}_3$). Результаты лабораторных исследований приведены в таблице 3.

По результатам лабораторных исследований отобранных проб нефти выявлено минимальное содержание (следы) CH_4 : в нефти, поступающей в РВС, — $0,00034 \%$, в нефти, выходящей из РВС, — $0,00014 \%$. Таким образом, подтверждено, что выбросы метана из РВС отсутствуют в том случае, если в резервуаре хранится нефть, предварительно прошедшая многоступенчатую сепарацию.

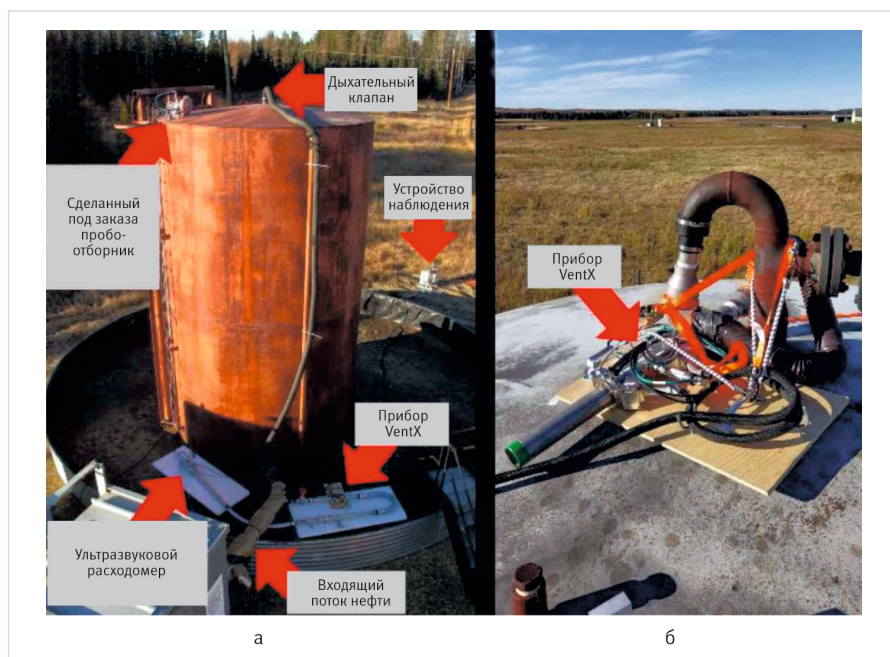


Рис. 2. Подключение газоанализатора к дыхательному клапану резервуара: а — прибор VentX установлен на земной поверхности и соединен с дыхательным клапаном через гибкий воздуховод; б — прибор VentX установлен на крыше резервуара и подключен к дыхательному клапану через гибкий шланг. Исследование специалистов Карлтонского университета [9]

Fig. 2. Connecting the gas analyzer to the breathing valve of the tank: a — the VentX device is installed on the ground surface and connected to the breathing valve via a flexible air duct; б — the VentX device is installed on the roof of the tank and connected to the breathing valve via a flexible hose. Research by specialists from Carleton University [9]

Табл. 2. Результаты замеров выбросов метана в ходе рассматриваемого исследования [9]
Tab. 2. Results of methane emissions measurements during the study under consideration [9]

№ РВС	Продолжительность измерений, часов	Доля метана в общем объеме выбросов, %	Выбросы метана, кг/ч	Объем выбрасываемого газа, $\text{м}^3/\text{сут.}$	Описание причин выбросов метана
1	8,9	0,8	12,0	598,0	Сепарацию проходит лишь половина продукции
2	36,5	68,5	9,2	473,0	Не указывается
3	68,8	76,4	5,4	248,0	Продукция скважин не проходит сепарацию
4	67,5	75,3	9,4	443,0	Продукция скважин не проходит сепарацию
5	4,2	22,3	0,28	40,8	Кратковременные потери после открытия наливного клапана
6	12,3	21,9	0,22	36,9	Выход газа при откачке жидкости из скважины, оборудованной штанговым глубинным насосом
7	20,2	72,4	3,0	144,0	Продукция скважин не проходит сепарацию
8	4,2	67,9	8,7	455,0	Продукция скважин не проходит сепарацию

В настоящее время разработан ряд технологических решений, направленных на снижение потерь легких фракций углеводородов и выбросов парниковых газов из РВС: устройства улавливания легких фракций, плавающая крыша, газоуравнительная система, неметаллические и металлические (алюминиевые, стальные) понтоны, диски-отражатели, окраска внешней поверхности резервуара в белый цвет [10].

Наиболее эффективным среди присутствующих технологий является применение устройств улавливания легких фракций (УУЛФ): они способны сокращать потери легких фракций нефти и выбросов парниковых газов на 99 % согласно российскому законодательству [11, 12].

Принцип работы УУЛФ следующий. При «дыханиях» РВС срабатывают датчики давления и отбирается избыточный объем паров легких углеводородов, после чего осуществляется их сжатие с помощью компрессора, сжижение, обогащение тяжелыми фракциями. Далее газовая фаза может направляться потребителю, а жидкие углеводороды возвращаются в РВС (рис. 4). Потребителем может являться как само предприятие, так и компания вне его периметра.

Свечи рассеивания

Помимо уже рассмотренных источников выбросов метана выбросы могут происходить на свечах рассеивания. Газ может поступать на свечи рассеивания с предохранительных клапанов систем и оборудования объектов добычи и переработки нефти. Однако, в отличие от ее факельных установок, газ не утилизируется путем сжигания, а выбрасывается напрямую в атмосферу.

Для данного источника выбросов метана возможными направлениями снижения эмиссии метана являются: замена свечи рассеивания на факельную установку, направление газа потребителю внутри периметра предприятия или за его пределами, изменение технологического процесса для минимизации выбросов. Эффективность таких мероприятий в части сокращения выбросов метана может достигать 100 %.

Итоги

В работе рассмотрены основные источники выбросов метана на объектах нефтегазодобывающих предприятий (факельные установки, РВС и свечи рассеивания). Наиболее значимые выбросы метана наблюдаются на факельных установках, не оснащенных оголовками беспламенного горения.

В тех случаях, когда система сбора и подготовки нефтяной продукции реализована по упрощенной схеме (нефть поступает в РВС без предварительной сепарации), резервуары для хранения нефти выступают значительным источником выбросов метана ввиду наличия так называемых «больших» и «малых» дыханий резервуаров.

Прямые выбросы метана также могут наблюдаться от свечей рассеивания, поскольку поступающий на них газ не сжигается, а выбрасывается напрямую в атмосферу.

Выводы

Таким образом, для нефтегазодобывающих предприятий наиболее эффективными технологическими мероприятиями по сокращению выбросов метана являются:

- для факельных систем: оснащение факельных установок оголовками беспламенного горения (до 99 % сокращения выбросов метана);

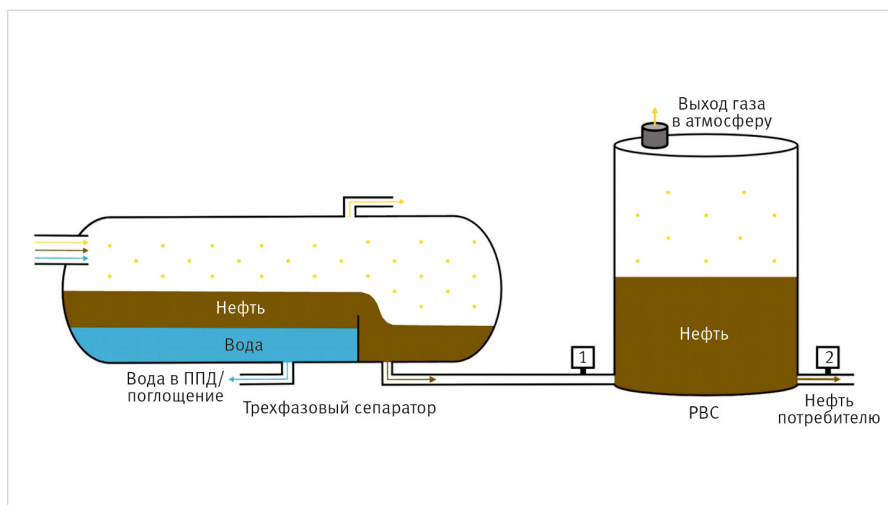


Рис. 3. Упрощенная схема поступления нефти в РВС и точки отбора проб продукции: 1 — пробоотборник на линии подачи нефти в РВС; 2 — пробоотборник на линии выхода нефти из РВС (ППД — система поддержания пластового давления)

Fig. 3. Simplified diagram of oil inlet to the VST and sample collection points: 1 — sampler on the oil inlet line to the VST; 2 — sampler on the oil outlet line from the VST (RPM — reservoir pressure maintenance system)

Табл. 3. Результаты лабораторных исследований проб нефти с целью определения массового содержания метана и прочих легких углеводородов

Tab. 3. Results of laboratory studies of oil samples to determine the mass content of methane and other light hydrocarbons

Компоненты	Массовое содержание, %	
	Линия подачи нефти в РВС	Линия отгрузки нефти из РВС
Метан (CH_4)	0,00034	0,00014
Этан (C_2H_6)	0,177	0,151
Пропан (C_3H_8)	0,578	0,524
и-Бутан (C_4H_{10})	0,36	0,35
н-Бутан (C_4H_{10})	0,23	0,22
и-Пентан (C_5H_{12})	0,97	1,07
н-Пентан (C_5H_{12})	0,92	0,84
Суммарное содержание легких углеводородов	3,235	3,155

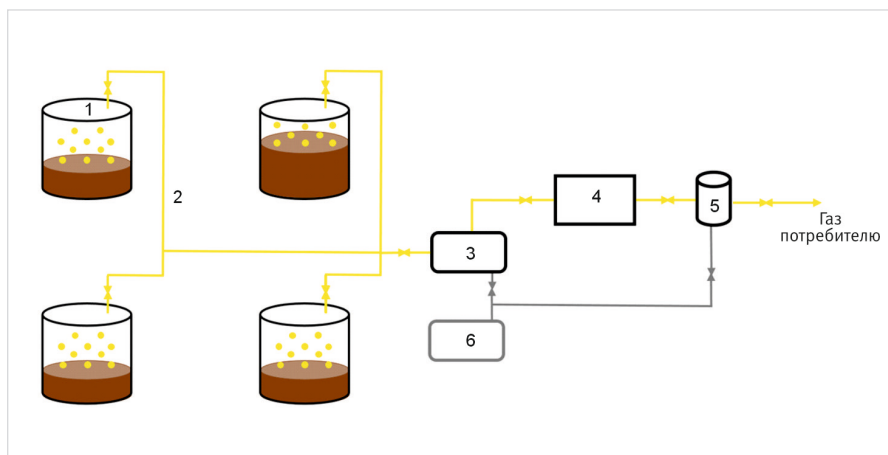


Рис. 4. Принципиальная схема установки улавливания легких фракций нефти: 1 — резервуар вертикальный стальной с нефтью; 2 — газовая линия; 3 — буферная емкость; 4 — блок УУЛФ; 5 — конденсатосборник; 6 — дренажная емкость

Fig. 4. Schematic diagram of the light fractions recovery unit: 1 — vertical steel tank with oil; 2 — gas line; 3 — buffer tank; 4 — UULF unit; 5 — condensate collector; 6 — drainage tank

- для РВС: реализация систем сбора и подготовки продукции скважин с прохождением многоступенчатой сепарации продукции перед ее поступлением в РВС либо установка УУЛФ на РВС (до 99 % сокращения выбросов метана);
- для свечей рассеивания: замена свечей на факельные установки с применением оголовков беспламенного горения (до 99 % сокращения выбросов метана).

Реализация данных технологических мероприятий может содействовать сокращению выбросов метана на объектах нефтегазодобывающих предприятий.

Литература

1. Рошин П.В., Парамзин А.Р., Савельев А.А. и др. Сокращение выбросов парниковых газов: стратегия и методы декарбонизации нефтегазовых компаний // Нефть. Газ. Новации. 2024. № 7. С. 11–15.
2. Распоряжение Правительства РФ от 22.10.2021 № 2979-р «Об утверждении перечня парниковых газов, в отношении которых осуществляется государственный учет выбросов парниковых газов и ведение кадастра парниковых газов» (ред. от 04.04.2025).
3. Sources of methane emissions 2023. IEA. URL: <https://www.iea.org/>
4. data-and-statistics/charts/sources-of-methane-emissions-2023-2 (дата обращения: 31.08.2025). (In Eng).
5. Приказ Минприроды России от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов».
6. Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках (утверждена приказом Госкомэкологии России от 08.04.1998 г. № 199), АО «НИИ Атмосфера».
7. Кожин В.Н., Бодоговский С.В., Рошин П.В. и др. Минимизация негативного воздействия на окружающую среду при применении факельных установок с оголовками с высокоинтенсивными камерами сгорания // Нефтяное хозяйство. 2023. № 11. С. 60–63.
8. Equipment methane emissions/Permian Methane Analysis Project. URL: <https://data.permianmap.org/pages/operators> (дата обращения: 31.08.2025). (In Eng).
9. Абузова Ф.Ф., Теляшева Г.Д., Мишин Ю.Ф. Пути сокращения потерь углеводородов от испарения при хранении и транспортировании нефти и нефтепродуктов. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1989. С. 57.
10. Festa-Bianchet S.A., Milani Z.R., Johnson M.R. Methane venting from uncontrolled production storage tanks at conventional oil wells—Temporal variability, root causes, and implications for measurement. Elementa: science of the anthropocene, 2023, Vol. 11, issue 1, 16 p. (In Eng).
11. Кожин В.Н., Бодоговский С.В., Рошин П.В. и др. Технологические решения для сокращения выбросов метана на вертикальных стальных резервуарах нефтегазодобывающих предприятий // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2024. № 6. С. 5–11.
12. Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти из технологических резервуаров при добыче нефти (утв. Министерством энергетики РФ 31.03.2015).
13. Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти при добыче, технологических связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений (лицензионных участков, участков недр) (утв. Министерством энергетики РФ 10.04.2018).

ENGLISH

Results

This paper examines the main sources of methane emissions at oil and gas production facilities (flares, vertical steel tanks, and dispersion stacks). The most significant methane emissions are observed at flares not equipped with soot-free combustion tips.

In cases where the oil product collection and treatment system is implemented using a simplified design (oil enters the vertical steel tank without prior separation), oil storage tanks are a significant source of methane emissions due to the presence of so-called “large” and “small” tank breathing zones.

Direct methane emissions can also be observed from dispersion stacks, since the gas supplied to them is not flared but released directly into the atmosphere.

Conclusions

Thus, for oil and gas production companies, the most effective technological measures to reduce methane emissions are:

- for flare systems: equipping flare units with soot-free combustion tips (up to 99 % reduction in methane emissions);
- for vertical steel tanks: implementing well production collection and treatment systems with multi-stage separation of the product before it enters the vertical steel tank, or installing a UULF on the vertical steel tank (up to 99 % reduction in methane emissions);
- for dispersion candles: replacing the candles with flare units using soot-free combustion tips (up to 99 % reduction in methane emissions).

The implementation of these technological measures can contribute to the reduction of methane emissions at oil and gas production facilities.

References

1. Roshchin P.V., Paramzin A.R., Savelyev A.A. et al. Reducing greenhouse gas emissions: strategy and methods of oil and gas companies decarbonization. Neft. Gas. Novacii, 2024, issue 7, P. 11–15. (In Russ).
2. Government Order of the Russian Federation dated October 22, 2021, No. 2979-r “On Approval of the List of Greenhouse Gases for which State Accounting of Greenhouse Gas Emissions and Maintenance of the Greenhouse Gas Registry are Carried Out” (as amended on April 4, 2025). (In Russ).
3. Sources of methane emissions 2023. IEA. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/sources-of-methane-emissions-2023-2> (accessed: 31.08.2025). (In Eng).
4. Order of the Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation dated May 27, 2022 No. 371 “On Approval of the Methodologies for Quantitative Determination of Volumes of Greenhouse Gas Emissions and Greenhouse Gas Absorptions.” (In Russ).
5. Methodology for calculating emissions of harmful substances into the atmosphere during the combustion of associated petroleum gas at flare installations was developed by “Atmosphere Research Institute” JSC and approved by the Order of the State Committee for Environmental Protection of Russia on April 8, 1998, No. 199. (In Russ).
6. Kozhin V.N., Bodogovsky S.V., Roshchin P.V. et al. Environmental impact minimize by integration of soot-free flare tips. Oil industry, 2023, issue 11, P. 60–63. (In Russ).
7. Equipment methane emissions/Permian Methane Analysis Project. URL: <https://data.permianmap.org/pages/operators> (accessed: 31.08.2025). (In Eng).
8. Abuzova F.F., Telyasheva G.D., Mishin Yu.F. Methods for reducing hydrocarbon losses from evaporation during storage and transportation of oil and petroleum products. Moscow: TsNIITENEFTKhim, 1989. P. 57. (In Russ).
9. Festa-Bianchet S.A., Milani Z.R., Johnson M.R. Methane venting from uncontrolled production storage tanks at conventional oil wells—Temporal variability, root causes, and implications for measurement. Elementa: science of the anthropocene, 2023, Vol. 11, issue 1, 16 p. (In Eng).
10. Kozhin V.N., Roschin P.V., Bodogovsky N.S. et al. Technological solutions for reducing methane emissions in vertical steel tanks of oil and gas production sites. Environmental protection in oil and gas complex, 2024, issue 6, P. 5–11. (In Russ).
11. Methodological Guidelines for Determining Technological Oil Losses from Technological Reservoirs during Oil Production (approved by the Ministry of Energy of the Russian Federation on March 31, 2015). (In Russ).
12. Methodological Guidelines for Determining Technological Oil Losses during Production, Technologically Related to the Accepted Scheme and Technology of Field Development and Facilities Arrangement (license areas, subsoil plots) (approved by the Ministry of Energy of the Russian Federation on April 10, 2018). (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Рошин Павел Валерьевич, главный менеджер по ключевым проектам, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия; к.т.н., доцент кафедры РиЭНИГМ, Самарский государственный технический университет, Самара, Россия
Для контактов: pv.roschin@yandex.ru

Савельев Алексей Александрович, начальник управления по охране окружающей среды и природоохранным технологиям, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия; к.т.н., доцент кафедры «Химическая технология и промышленная экология», Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Логинов Александр Анатольевич, начальник отдела природоохранных технологий, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

Быстрыкова Екатерина Александровна, начальник отдела охраны атмосферного воздуха, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия

Канайкин Илья Евгеньевич, инженер 1-й категории, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия; студент 1-го курса магистратуры кафедры РиЭНИГМ, Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Парамзин Александр Рашитович, инженер 1-й категории, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия; студент 1-го курса магистратуры кафедры РиЭНИГМ, Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Давыдов Михаил Анатольевич, инженер 1-й категории, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия; аспирант 1-го года обучения кафедры РиЭНИГМ, Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Roschin Pavel Valeryevich, chief manager for key projects, "SamaraNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Samara, Russia; ph.d. of engineering sciences, associate professor, department DaEOaGF, Samara State Technical University, Samara, Russia

Corresponding author: pv.roschin@yandex.ru

Savelyev Aleksey Aleksandrovich, head of department for environmental protection and conservation technologies, "SamaraNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Samara, Russia; ph.d. of engineering sciences, associate professor, Department of Chemical Engineering and Industrial Ecology, Samara State Technical University, Samara, Russia

Loginov Aleksandr Anatolyevich, head of environmental protection technologies department, "SamaraNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Samara, Russia

Bystryakova Ekaterina Aleksandrovna, head of the atmospheric air protection department, "SamaraNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Samara, Russia

Kanaykin Ilya Evgenievich, 1st Category Engineer, "SamaraNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Samara, Russia; first-year master's student, department DaEOaGF, Samara State Technical University, Samara, Russia

Paramzin Aleksandr Rashitovich, 1st category engineer, "SamaraNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Samara, Russia; first-year master's student, department DaEOaGF, Samara State Technical University, Samara, Russia

Davydov Mikhail Anatolyevich, 1st category engineer, "SamaraNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Samara, Russia; first-year ph.d student, department DaEOaGF, Samara State Technical University, Samara, Russia

межрегиональная специализированная выставка

САХАПРОМЭКСПО



4 – 5 ДЕКАБРЯ 2025 г. ЯКУТСК

НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА. ЭКОЛОГИЯ. ЭНЕРГО. СВЯЗЬ. БЕЗОПАСНОСТЬ

Организаторы:



Выставочная компания
Сибэкспосервис
г. Новосибирск



Выставочная компания
СахаЭкспоСервис
г. Якутск

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

Генеральный информационный партнер

Тел: (383) 3356350, e-mail: vk ses@yandex.ru, www.ses.net.ru