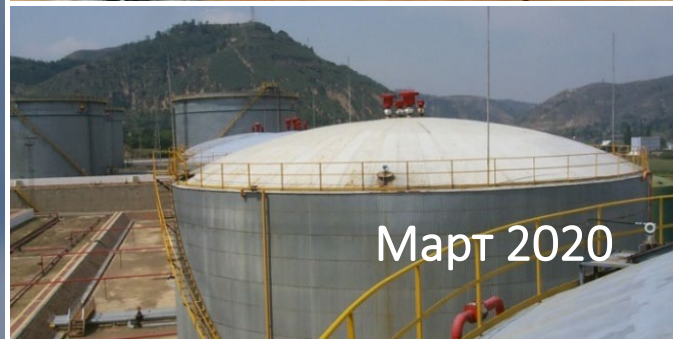


Определение и оценка возможностей  
сокращения выбросов парниковых  
газов и повышения операционной  
эффективности нефтегазовых объектов



Март 2020

## **ОТКАЗ ОТ ОТВЕТСТВЕННОСТИ**

Несмотря на то, что были предприняты усилия по обеспечению точности, надежности и полноты представленной информации, данный материал предоставляется без каких бы то ни было указаний по его надлежащему использованию в какой бы то ни было ситуации, а также при четком понимании того, что читатель берет на себя полную ответственность за применение на практике содержания материала, вне зависимости от каких-либо ошибок или халатности со стороны Clearstone Engineering Ltd. и Tetra Tech Inc.

## **БЛАГОДАРНОСТИ**

Первый вариант настоящего материала был подготовлен в 2008 году при финансовой и технической поддержке организованной Министерством по охране окружающей среды Канады Инициативы по исследованию проблем загрязнения воздуха нефтедобывающими предприятиями (UPAIRI), которая финансируется Программой энергетических НИОКР (PERD) Министерства национальных ресурсов Канады, Глобальной инициативой по метану (GMI), во главе с Агентством по охране окружающей среды Соединенных Штатов (US EPA) и Центром экологических технологий Китайской национальной нефтяной компании.

Настоящий обновленный вариант был подготовлен при финансовой и технической поддержке GMI и US EPA. Всем текущим и прошлым структурам-спонсорам выражается искренняя благодарность за оказанную помощь.

Особая благодарность выражается членам Подкомитета GMI по нефти и газу за курирование и конструктивные отзывы. Обновление настоящего материала было подготовлено в рамках Плана мероприятий на 2018 год Подкомитета GMI по нефти и газу, направленного на развитие реализации проектов, упрощение инвестирования и создание подходящих политических рамок в интересах сокращения выбросов, рекуперации и использования метана.

Работа Подкомитета GMI по нефти и газу сосредоточена на поддержке определения и внедрения практических и экономически эффективных технологий и приемов сокращения выбросов метана, вырабатываемого нефтегазовыми системами. Это достигается путем стимулирования сотрудничества стран-партнеров, членов подкомитета и членов Проектной сети по наращиванию потенциала, развитию стратегий и рынков и ликвидации технических и нетехнических препятствий для развития проектов по сокращению выбросов метана. Наконец, такого рода взаимодействие должно повысить экологическую ценность, операционную эффективность и укрепить экономику за счет поступления дополнительных объемов метана на рынок.

## **РЕЗЮМЕ**

Данный материал содержит вводное знакомство с прагматичным интегрированным подходом к определению, оценке и развитию экономических и результативных возможностей дополнительного сокращения выбросов парниковых газов (ПГ) и контроля расхода энергоносителей на объектах нефтегазовой отрасли. Тем не менее, материал главным образом сосредоточен на основных источниках короткоживущих климатических загрязнителей, и лишь в меньшей степени на стратегиях эффективного энергопотребления. В состав основной аудитории для данного материала входят руководители компаний, эксплуатирующие организации и поставщики связанных с этим услуг за пределами Северной Америки (в частности, там, где могут быть недоступны прочие регулятивные указания по сокращению выбросов ПГ и управлению энергопотреблением). Основная цель настоящего руководства состоит в том, чтобы помочь найти возможности экономически эффективного сокращения выбросов метана и налаживания более энергетически эффективных производств, с акцентом на такие установки и виды деятельности, которые с большей степенью вероятности могут предоставить такие возможности, учитывая практический опыт. Также выявлены конкретные производственные факторы или проблемы, которые могут способствовать неучтенным выбросам, потерям при добыче и неэффективности процессов.

В настоящем материале максимально используются соответствующие нормативы, руководства и передовые методы управления Северной Америки, с тем чтобы дать читателю доступ к подробной информации о приемах управления и оценки, а также о доступных технологиях снижения выбросов. В числе использованных материалов — релевантные документы, опубликованные Агентством по охране окружающей среды США (US EPA) в рамках своей программы Natural Gas Star Program (<https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/recommended-technologies-reduce-methane-emissions>) и ресурс Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) Коалиции климата и чистого воздуха (CCAC) (<http://ccacoalition.org/en/content/oil-and-gas-methane-partnership-technical-guidance-documents>).

Также представлены методические рекомендации по разработке и финансированию проектов сокращения выбросов ПГ. Это включает в себя обсуждение цикла разработки проекта и благоприятных условий для успешного развития проектов сокращения выбросов ПГ, как то:

- Разработка убедительного бизнес-кейса
- Определение и количественная оценка потенциальных рисков
- Акцентирование внимания на сопутствующих выгодах (особенно тех, которые хорошо сочетаются с приоритетами предприятия или административно-территориальной единицей).

Ознакомление с возможными механизмами финансирования включает разбор следующих вариантов:

- Самофинансирование
- Заемное и доленое внешнее финансирование
- Партнерства
- Соглашения с третьими сторонами.

В контексте нефтяных производственных объектов (учитывая текущие цены на сырье), наиболее высокая хозяйственная выгода от попутных газовых потоков, богатых неметановыми углеводородами, обеспечивается главным образом за счет фракций сжиженного углеводородного газа (СУГ) и газового конденсата (ГК), а не метана. Выгода от СУГ и ГК реализуется только в том случае, если газ перерабатывается сразу на месте или на газоперерабатывающем заводе. Привлекательные экономические возможности также связаны с рекуперацией СУГ и ГК (даже в малых масштабах), и с использованием метана только для энергообеспечения самого процесса, с факельным сжиганием остатка газа, если нет возможности его сохранить. Рекуперированные жидкости можно рекомбинировать с дегазированной сырой нефтью и выводить на рынок посредством действующей системы транспортировки сырой нефти, если давление насыщенных паров по Рейду<sup>1</sup> (RVP) смеси надлежащим образом контролируется, с соблюдением спецификаций заказчика транспортных услуг.

---

<sup>1</sup> Давление насыщенных паров по Рейду (RVP) — это давление паров сырых или переработанных продуктов при температуре 37,8 градусов Цельсия (°C) (100 градусов Фаренгейта [°F]) и соотношении пара и жидкости 4:1. Необходимый метод испытаний — D323 научной организации ASTM International (ASTM). RVP может использоваться для подсчета реального давления паров при других температурах посредством соотношения, выработанного Американским нефтяным институтом (API) и опубликованного в Руководстве по стандартам нефтяных испытаний (API *Manual of Petroleum Measurement Standards* (MPMS)), глава 19.2 (предыдущее название: API 2517). Закупщики и транспортеры сырой нефти зачастую указывают предельно допустимые показатели RVP в целях сведения к минимуму потерь продукции по причине выветривания. Типовые нормативы RVP для реализации сырой нефти — 70–82 килопаскалей (кПа) (10–12 фунтов на квадратный дюйм (psi)).

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ОТКАЗ ОТ ОТВЕТСТВЕННОСТИ .....</b>	<b>i</b>
<b>РЕЗЮМЕ .....</b>	<b>ES-1</b>
<b>СОДЕРЖАНИЕ.....</b>	<b>i</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....</b>	<b>vi</b>
<b>1 Введение.....</b>	<b>1</b>
1.1 Зачем нужны проверки мер по сокращению выбросов ПГ? .....	2
1.2 В связи с чем возникают значительные экономически эффективные возможности сокращения выбросов? .....	3
1.3 Каковы ключевые преимущества интегрированных проверок мер сокращения выбросов? .....	4
1.4 Что такое «потенциал возможности»? .....	5
1.5 Каковы ключевые факторы, влияющие на жизнеспособность возможностей сокращения выбросов? .....	5
1.6 Почему хорошим проектам сокращения выбросов не всегда дается зеленый свет? .....	6
1.7 Какие имеются неопределенности? .....	7
<b>2 Разработка проектов по сокращению выбросов ПГ .....</b>	<b>8</b>
2.1 Определение возможности.....	9
2.1.1 Выбор объекта.....	10
2.1.2 Сосредоточение полевой работы .....	11
2.1.3 Соображения безопасности .....	12
2.2 Предварительная технико-экономическая оценка .....	12
2.3 Подготовительная фаза проекта и due diligence .....	15
2.3.1 Меморандум об основах проектирования (DBM) .....	16
2.3.2 Подготовка документации FEED .....	17
2.3.3 Доработанный бизнес-кейс .....	17
2.4 Утверждение руководством и финансирование проекта .....	18
2.4.1 Самофинансирование .....	19
2.4.2 Внешнее финансирование.....	19
2.4.3 Товарищества .....	21
2.4.4 Соглашения с третьими сторонами.....	22
2.4.4.1 Концессионные соглашения .....	22
2.4.4.2 Договор о купле-продаже.....	22
2.4.4.3 Договор на обслуживание .....	23
2.5 Реализация проекта и пусконаладочные работы .....	24
2.5.1 Детальное техническое проектирование .....	24
2.5.2 Закупки и организация подряда .....	24
2.5.3 Организация строительных работ .....	25
2.5.4 Пусконаладочные работы и ввод в эксплуатацию .....	25

2.6	Генерирование углеродных кредитов или компенсационных кредитов по выбросам ПГ .....	25
<b>3</b>	<b>Возможности сокращения выбросов, заслуживающие внимания: №1 — Резервуарные емкости .....</b>	<b>28</b>
3.1.1	Рекомендуемые проверки .....	29
3.1.1.1	Потери вследствие испарения паров .....	29
3.1.1.2	Непредусмотренный переход газов в резервуары хранения .....	29
3.1.1.3	Неисправная система газовой подушки .....	30
3.1.1.4	Недостаточно крупные установки для улавливания паров .....	30
3.1.2	Замеры .....	31
3.1.3	Потенциал сокращения .....	31
3.1.3.1	Оптимизация процесса .....	33
3.1.3.2	Вакуумные предохранительные клапаны .....	35
3.1.3.3	Понтоны .....	35
3.1.3.4	Система улавливания паров .....	36
3.1.3.5	Колонны для улавливания паров .....	37
<b>4</b>	<b>Возможности сокращения выбросов, заслуживающие внимания: №2 — Неорганизованные выбросы из установок .....</b>	<b>39</b>
4.1	Рекомендуемые проверки .....	40
4.1.1	Источники повышенного риска .....	40
4.1.2	Компоненты пониженного риска .....	42
4.2	Замеры .....	42
4.3	Потенциал сокращения .....	44
<b>5</b>	<b>Возможности сокращения выбросов, заслуживающие внимания: №3 — Системы сброса и факельного сжигания .....</b>	<b>51</b>
5.1	Рекомендуемые проверки .....	51
5.1.1	Непрерывные сбросы или факельное сжигание .....	51
5.1.2	Периодические сбросы или факельное сжигание .....	52
5.1.2.1	Утечка в системы сброса или факельного сжигания .....	53
5.1.2.2	Чрезмерный расход продувочного газа .....	53
5.1.3	Системы обогащения факельного газа .....	54
5.1.4	Низкоэффективные запальные горелки в системах непрерывного или периодического факельного сжигания .....	54
5.2	Замеры .....	55
5.3	Потенциал сокращения .....	55
<b>6</b>	<b>Возможности сокращения выбросов, заслуживающие внимания: №4 — Горело-топочное оборудование .....</b>	<b>57</b>
6.1	Рекомендуемые проверки .....	58
6.2	Замеры .....	58
6.2.1	Расход топлива .....	58
6.2.2	Проверки рабочих характеристик .....	59

	6.2.3	Внутренние нарушения герметичности.....	61
	6.3	Потенциал сокращения .....	62
<b>7</b>		<b>Возможности сокращения выбросов, заслуживающие внимания: №5 — Рециркуляционные системы химической очистки.....</b>	<b>64</b>
	7.1	Рекомендуемые проверки .....	64
	7.2	Замеры.....	65
	7.3	Потенциал сокращения .....	65
<b>8</b>		<b>Возможности сокращения выбросов, заслуживающие внимания: №6 — Пневматические устройства.....</b>	<b>70</b>
	8.1	Рекомендуемые проверки .....	70
	8.2	Замеры.....	70
	8.3	Потенциал сокращения .....	71
<b>9</b>		<b>Возможности сокращения выбросов, заслуживающие внимания: №7 — Удаление газа из скважин .....</b>	<b>73</b>
	9.1	Рекомендуемые проверки .....	73
	9.2	Замеры.....	73
	9.3	Потенциал сокращения .....	73
<b>10</b>		<b>Подведение итогов .....</b>	<b>77</b>
<b>11</b>		<b>Использованные материалы .....</b>	<b>79</b>

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1:	Типичные среднестатистические улучшения показателей благодаря внедрению экономически эффективных возможностей сокращения выбросов и повышения энергоэффективности. ....	5
Таблица 2:	Краткое изложение классификации методов оценки стоимости от ААСЕ International .....	15
Таблица 3:	Сравнение долевого и заемного финансирования. ....	20
Таблица 4:	Примеры существующих программ компенсации выбросов ПГ.....	27
Таблица 5:	Документы Natural Gas Star по экономичным вариантам сокращения выбросов СН <sub>4</sub> из резервуаров. ....	32
Таблица 6:	Пример статистики по утечкам на газопроводном объекте. ....	41
Таблица 7:	Документы US EPA из серии Natural Gas STAR по проведению специальной инспекции и технического обслуживания. ....	45
Таблица 8:	Документы US EPA Natural Gas Star по экономически эффективным вариантам борьбы с различными видами неорганизованных утечек. ....	47
Таблица 9:	Документация US EPA Natural Gas Star по экономичным способам сокращения выбросов метана из систем сброса и факельного сжигания. ....	56
Таблица 10:	Процентное распределение по категории первичного источника в общем потреблении топлива в каждом секторе нефтегазовой промышленности. ....	57
Таблица 11:	Документация Natural Gas Star от US EPA по экономичным вариантам снижения выбросов метана из установок осушки газа гликолем. ....	65
Таблица 12:	Документация Natural Gas Star от US EPA по экономичным инженерным решениям для сокращения выбросов метана из пневматических устройств, использующих природный газ в качестве средства подвода. ....	71
Таблица 13:	Документация Natural Gas Star от US EPA по экономичным вариантам снижения выбросов метана при удалении газа из скважин. ....	74



## **СПИСОК РИСУНКОВ**

Рисунок 1:	Общая блок-схема проекта .....	8
Рисунок 2:	Ключевые элементы этапа определения возможности .....	9
Рисунок 3:	Ключевые элементы этапа предварительной технико-экономической оценки .....	13
Рисунок 4:	Ключевые элементы подготовительной фазы проекта и этапа due diligence .....	16
Рисунок 5:	Возможные механизмы финансирования проекта .....	19
Рисунок 6:	Ключевые элементы реализации проекта и пусконаладочных работ	24
Рисунок 7:	Фотография резервуаров для жидких углеводородов и добытой воды на объекте нефтедобычи. ....	28
Рисунок 8:	Фотография с помеченными неорганизованными утечками из установок на газоперерабатывающем заводе.....	39
Рисунок 9:	Фотография типичного факела на нефтедобывающем объекте.....	52

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

°C	Градусы Цельсия
°F	Градусы Фаренгейта
API	American Petroleum Institute (Американский нефтяной институт)
ASTM	ASTM International
AVO	Слышимый, видимый или обонятельный
AWP	Альтернативная рабочая практика
BMP	Передовой метод управления
BLT	Строительство-аренда-передача
BOO	Строительство-владение-эксплуатация
BOOT	Строительство-владение-эксплуатация-передача
BOT	Строительство-эксплуатация-передача
BTEX	бензол, толуол, этилбензол и ксилолы
CAPEX	Капитальные расходы
CAPP	Канадская ассоциация нефтедобывающих компаний
CARB	Совет штата Калифорния по воздушным ресурсам
CCAC	Коалиция по климату и чистому воздуху
CEPEI	Канадское энергетическое партнерство ради экологической инновации
SETAC	Канадская корпорация развития экологических технологий
CH <sub>4</sub>	Метан
CO	Окись углерода
CO <sub>2</sub>	Диоксид углерода
CO <sub>2e</sub>	Эквивалент диоксида углерода
DBM	Меморандум об основах проектирования
DBOT	Проектирование-строительство-эксплуатация-передача
EMM	Механизм сокращения выбросов
ETS	Система торговли выбросами
ЕС	Европейский Союз
FEED	Документация FEED (данные по базовому моделированию, разработке проекта, оценке затрат и сроков реализации проекта)
GBP	Принципы зеленых облигаций
GGFR	Глобальное партнёрство по сокращению объёмов сжигаемого попутного нефтяного газа
ПГ	Парниковый газ
GMI	Глобальная инициатива по метану
H <sub>2</sub> S	Сероводород
ICMA	Международная ассоциация профессиональных участников рынков капитала

IETA	Международная ассоциация участников торговли эмиссионными квотами
ITMO	Единицы сокращения выбросов с международным хождением
кг/ч	Килограммов в час
кПа	Килопаскаль
LDAR	Обнаружение и устранение утечек
LHV	Низшая теплота сгорания
LP	Ограниченное партнерство
СУГ	Сжиженный углеводородный газ
м <sup>3</sup> /д	Кубических метров в день
МДж/кмоль	Мегаджоулей на киломоль
млн м <sup>3</sup> /д	Миллион кубометров в день
MPMS	Руководство по стандартам нефтегазовых измерений
MRV	Измерения, отчетность и проверка
млн т/г	Миллионов тон в год
NDC	Предполагаемый определяемый на национальном уровне вклад
ГК	Газовый конденсат
NO <sub>x</sub>	Оксиды азота
OEE	Управление энергетической эффективности
OGI	Оптическая визуализация газов
OGMP	Нефтегазовое метановое партнерство
P&ID	Чертеж размещения трубопроводов и контрольно-измерительной аппаратуры
PERD	Программа энергетических НИОКР
psi	Фунтов на квадратный дюйм
PTAC	Канадский нефтяной технологический альянс
ТЧ	Твердые частицы
ОК	Обеспечение качества
КК	Контроль качества
RVP	Давление насыщенных паров по Рейду
SBG	Руководство по облигациям в области устойчивого развития
SBP	Принципы социальных облигаций
SLCP	Короткоживущие климатические загрязнители
SO <sub>2</sub>	Диоксид серы
TEAM	«Технологические меры раннего реагирования» (программа Канады по инвестированию в новые технологии по снижению загрязнения ОС)
UPAIRI	Инициатива исследования проблем с воздухом в сфере разведки и добычи нефти
USD	Доллары США
US EPA	Агентство по охране окружающей среды США

НДС	Налог на добавленную стоимость
VCCS	Системы улавливания паров
ЛОС	Летучие органические соединения

## 1 Введение

В данном материале изложен практически реализуемый подход к определению и разработке экономически эффективных и высоко результативных инженерных решений по сокращению выбросов парниковых газов (ПГ) (особенно короткоживущих климатических загрязнителей, таких как метан [CH<sub>4</sub>] и технический углерод) и повышению энергоэффективности объектов нефтегазового сектора. Тем не менее, материал главным образом сосредоточен на основных источниках короткоживущих климатических загрязнителей, и только в меньшей степени на стратегиях эффективного энергопотребления.

В материале используется термин «проверка результативности сокращения выбросов» для обозначения применения данного подхода на нефтегазовых объектах. Общие задачи состоят в предельном увеличении результативности работ по сокращению выбросов ПГ и обеспечении последовательности результатов, что необходимо для привлечения и последующего сохранения поддержки со стороны отрасли и инвесторов; вместе с этим необходимо устранять преграды и сдерживающие факторы на местах.

Данный материал начинается с методических указаний в части систематического определения и оценки возможностей сокращения выбросов на нефтегазовых производственных объектах путем проведения предварительных технико-экономических оценок и, впоследствии, выработки продуманных бизнес-кейсов, с внесением оных на рассмотрение высшего руководства и потенциальных инвесторов с целью внедрения таких решений. В материале объясняется происхождение тех или иных возможностей сокращения выбросов, разъясняются преимущества проведения независимой оценки и возможные неопределенности. Также предлагаются руководящие указания по привлечению финансирования, необходимого для реализации проектов.

С момента подготовки первого материала в 2008 году, значительно расширились технические знания о ключевых категориях источников, заслуживающих внимания, а также о стратегиях снижения выбросов из таких источников; вместе с этим улучшилось понимание благоприятных факторов успешного выполнения проектов, а также появилось больше потенциальных механизмов финансирования внедрения проектов. В данном обновленном варианте изложены эти новые сведения, с тем чтобы сделать материал более актуальным в сегодняшней рыночной среде. Предоставлена более широкая рамочная структура, позволяющая обосновать и упростить реализацию проектов сокращения выбросов CH<sub>4</sub> и других веществ, в контексте ключевых показателей производственной деятельности (KPI) и инвестиционных возможностей, конкурирующих между собой за ограниченные средства. Внимание сосредотачивается на важных потенциальных сопутствующих выгодах, связанных с мероприятиями по сокращению выбросов ПГ, включая повышение операционной эффективности, увеличение выручки, сокращение выбросов прочих вредных для здоровья попутных загрязнителей, повышение уровня безопасности на рабочем месте, экономию невозобновляемых ресурсов, повышение надежности системы, обеспечение согласованности с корпоративными политиками устойчивого развития и общественного согласия, а также потенциальный доступ к механизмам «зеленого» финансирования. Подчеркивание такого рода попутных выгод

повышает вероятность того, что предприятия одобряют инвестиции в меры по сокращению выбросов СН<sub>4</sub> и других ПГ. С целью обеспечения предельной выгоды на каждом объекте, следует рассмотреть возможность применения целостного подхода к определению ключевых экономически эффективных возможностей сокращения выбросов СН<sub>4</sub> и других ПГ, летучих органических соединений (ЛОС) и технического углерода. Кроме того, это позволит извлечь сопутствующие выгоды из проектов по метану таким образом, чтобы это лучше сочеталось с приоритетными задачами на уровне объекта и территории, и, тем самым, повысить убедительность инвестирования в выявленные возможности сокращения выбросов.

## 1.1 Зачем нужны проверки мер по сокращению выбросов ПГ?

В условиях растущего спроса на энергоносители и сосредоточения внимания на устойчивом развитии, все острее ощущается потребность в сокращении неорганизованных выбросов, необоснованных потерь и неэффективности. Опыт многих стран позволяет говорить о наличии значительных экономически эффективных решений по сокращению выбросов ПГ и повышению энергоэффективности на нефтегазовых объектах. Периоды окупаемости такого рода решений зачастую не превышают 2 лет, а часто составляют менее 6 месяцев. Освоение такого рода возможностей представляется финансово обоснованной стратегией, способной обеспечить следующие сопутствующие выгоды: увеличение производительности, сокращение операционных затрат, экономия ресурсов, улучшение качества местного воздуха (например, путем сокращения выбросов сульфида водорода [H<sub>2</sub>S], ЛОС, оксидов азота [NO<sub>x</sub>], диоксида серы [SO<sub>2</sub>], угарного газа [CO] и взвешенных частиц), создание новых локальных рабочих мест, повышение безопасности на рабочем месте, повышение надежности систем и формирование репутации флагмана.

Значительные усилия прилагаются для реализации экономически эффективных возможностей на производственных объектах. Тем не менее, многие страны и предприятия до сих пор испытывают трудности с принятием решения о том, куда и как лучше распределять ресурсы для сокращения выбросов ПГ. Зачастую компании произвольно выбирают технологии снижения выбросов и внедряют их без предварительного поиска оптимальных приложений для таких технологий, что, в свою очередь, может давать смешанные результаты.

В данном материале мы придерживаемся передового подхода, согласно которому сначала необходимо найти возможности снижения выбросов, которые подогнаны под определенный объект или участок, а затем уже выбрать наиболее практически целесообразный вариант снижения выбросов для каждой из этих возможностей, исходя из конкретных ограничений и обстоятельств отдельно взятого участка. Опыт стран Северной Америки<sup>2</sup> показывает, что систематический и всесторонний подход, заключающийся в предварительной оценке и эталонной проверке объектов, обеспечивает определение

---

<sup>2</sup> Это осуществляется главным образом через федерально финансируемые исследования, проводимые в Канаде, Канадской корпорацией по развитию экологических технологий (СЕТАС-West) и Канадским нефтяным технологическим альянсом (РТАС), при финансовой поддержке программ, таких как Программа энергетических НИОКР (PERD), «Технологические меры раннего реагирования» (ТЕАМ) и Управление энергетической эффективности (ОЕЕ); в США аналогичная работа проводится Агентством США по охране окружающей среды (ЕРА).

оптимальных возможностей сокращения выбросов и дает наиболее последовательные результаты на основе ценности. Кроме того, хорошо структурированный и прозрачный подход к поиску и оценке наилучших возможностей снижения выбросов также предоставляет информацию, которая в конечном счете необходима для выработки подтверждаемых квот на выбросы. Таким образом, первая цель — найти и должным образом разграничить эти возможности, чтобы сформировать для проекта бизнес-кейс, который необходим для получения одобрения от руководителей и разрешения на расходы.

Как видно из результатов работы по поиску весомых и экономически эффективных возможностей сокращения выбросов на североамериканских объектах разведки и добычи нефти, для многих категорий возможностей характерна неравномерность, при которой небольшое число объектов могут показывать очень плохие результаты по определенному выбросу или индикатору эффективности, в то время как остальные могут показывать отличные результаты. В то же время, учитывая широкий спектр потенциальных возможностей, у большинства объектов имеется хотя бы несколько значимых возможностей для улучшения показателей по выбросам ПГ и управлению энергопотреблением.

Всесторонние (холистические) исследовательские методы, сфокусированные на отраслевых сегментах высокого потенциала, доказали свою эффективность в работе по выработке стабильных преимуществ в контексте охраны окружающей среды посредством экономически эффективных осуществимых решений. Более того, данный подход максимально реализует знания и измерительную аппаратуру группы проверки, пока она находится на объекте, и увеличивает потенциальное количество найденных экономических возможностей сокращения выбросов. Рациональный и систематический подход к поиску практически осуществимых высокоэффективных возможностей сокращения выбросов ПГ является благом для окружающей среды, при этом обеспечивая выгоду для промышленности.

## 1.2 В связи с чем возникают значительные экономически эффективные возможности сокращения выбросов?

Есть две причины, по которым на объекте систематически возникают значительные экономически эффективные возможности сокращения выбросов ПГ или потенциал для улучшения управления энергозатратами. Либо данная возможность не дает очевидных эффектов (например, возможность может развиваться постепенно со временем, или может быть сокрыта другими факторами), либо масштабы возможности непросто установить для целей формирования доказательной базы или обоснования для надлежащих мер по сокращению выбросов.

Возможности по сокращению выбросов изначально возникают по следующим причинам:

- Прогрессирующий физический износ производственных объектов
- Растущий разрыв между эксплуатационными условиями и первоначальными проектными значениями
- Применение устаревших технологий, проектов или технологических режимов

- Бюджетные ограничения в ходе первоначальной реализации энергетического проекта, приводящие на этапе проектирования к возникновению сдерживающих факторов, дефектов и компромисов, которые способствуют избыточному расходованию топлива, повышенному сбросу и факельному сжиганию, а также неорганизованным выбросам
- Нехватка инструментальных средств, КПиА, систем мониторинг и эталонных испытаний для выявления и количественной оценки предотвратимых потерь и нерациональности
- Внутренние политики и ключевые показатели деятельности, которые ведут к дестимулированию оптимизации операционных показателей.

### 1.3 Каковы ключевые преимущества интегрированных проверок мер сокращения выбросов?

Несмотря на то, что самопроверки могут проводиться объектами, обычно предпочтительно задействовать специальную группу — даже если она относится к предприятию — которая была бы оснащена необходимыми инструментами и ресурсами для выполнения задачи. Авторский состав надеется, что данный материал послужит для компаний стимулом к формированию подобных групп, а эти группы, в свою очередь, воспользуются этим материалом для поиска возможностей сокращения выбросов. В число основных преимуществ специально выделенной группы входят следующие:

- Удобный доступ к специализированным измерительным и испытательным технологиям, необходимым для выполнения работы;
- Свежие взгляды и представления вкупе с экспертными знаниями и возможностями группы проверки;
- Повышение вероятности обнаружения значительных экономически эффективных возможностей по сокращению выбросов метана посредством всесторонней междисциплинарной проверки объекта;
- Стремление избегать расхода ресурсов сверх того, что имеется на объекте;
- Потенциальные синергические связи между дисциплинами в интересах улучшенного поиска возможностей;
- Максимальное использование экспертных знаний группы проверки;
- Независимая проверка корректности показателей деятельности объекта;
- Прозрачное определение исходного уровня выбросов и прочих данных третьей стороной, для целей выработки убедительного бизнес-кейса для получения одобрения от топ-менеджмента, инвесторов или финансирующих организаций;
- Потенциал для передачи технологий и обучения персонала объекта.

Кроме того, проверка предоставляет средства долгосрочного мониторинга результатов деятельности путем сравнения показателей системы с исходными показателями, установленными в ходе первичных исследований объекта. Такая эталонная проверка



может использоваться как на уровне объекта, так и на уровне отдельной технологической установки.

## 1.4 Что такое «потенциал возможности»?

Хотя и достигаемые результаты разных объектов могут значительным образом различаться, проверки результативности сокращения выбросов ПГ, проводимые на объектах по всему миру и Северной Америке, указывают на то, что вполне резонно ожидать среднестатистические улучшения в оценке на порядок величины, как показано в Таблица 1.

**Таблица 1: Типичные среднестатистические улучшения показателей благодаря внедрению экономически эффективных возможностей сокращения выбросов и повышения энергоэффективности.**

Параметр	Сокращение в процентах
Расходование газа на собственные нужды	13%
Потребление электроэнергии	9%
Неорганизованные выбросы из установок	70%

Источник: Общие результаты серии программ по измерению и управлению энергопотреблением, финансируемых CETA West в начале 2000-х.

Более старые объекты, особенно с недостаточными вложениями в программы технического обслуживания, с наибольшей степенью вероятности получают максимальные возможности. Среди прочих благоприятных факторов:

- Результативность технологий и проектных стандартов, систем управления и организационной культуры эксплуатирующей организации;
- Результативность местной работы по контролю за исполнением нормативов;
- Ограниченное применение контрольно-измерительных систем технологического процесса и систем непрерывного мониторинга, что затрудняет поиск и оценку возможностей;
- Правила, нормативы, системы управления и финансовые политики, могущие оказывать дестимулирующее влияние на управление выбросами и энергопотреблением;
- Ограниченный доступ к и повышенные затраты на передовые технологии и методы;
- Возможные проблемы с контролем качества (КК) продукции и технологий местного производства.

## 1.5 Каковы ключевые факторы, влияющие на жизнеспособность возможностей сокращения выбросов?

В число ключевых факторов, влияющих на потенциал жизнеспособных возможностей сокращения выбросов ПГ, входят следующие:

- Стоимость финансирования
- Капитальные и операционные расходы на внедрение технологии сокращения выбросов
- Пошлины
- Налоговые режимы и режимы платы за недропользование, а также размер концессий
- Доступность рынка и цены на производимую продукцию
- Потенциал для сохранения или утилизации уловленного природного газа
- Наличие плат за выбросы и рынка квот
- Темпы снижения объемов производства и остаток ресурса объекта
- Потенциал для повторного внедрения выбранной технологии сокращения выбросов на других объектах по окончании ресурса текущего объекта.

## 1.6 Почему хорошим проектам сокращения выбросов не всегда дается зеленый свет?

Для внедрения проекта в какой бы то ни было организации, он должен отвечать следующим критериям:

- Он должен быть четко определен и надлежащим образом оформлен документально (например, убедительный бизнес-кейс с достаточным уровнем детальности и точности, который бы позволил топ-менеджменту и потенциальным инвесторам или финансирующим организациям принять обоснованное решение об инвестировании в проект);
- Риски, затраты и сроки завершения известны и допустимы;
- Экономические параметры отвечают или превосходят пороговые ставки доходности, установленные для данного уровня риска;
- Проект должен сочетаться с приоритетными задачами, основными компетенциями, бизнес-стратегией и доступными финансовыми ресурсами эксплуатирующей организации;
- Проект должен сочетаться с принятыми на рынке ключевыми показателями деятельности (например, увеличение фондов, производства, выручки и прибыли);
- Проект должен быть способен конкурировать с другими потенциальными возможностями инвестирования;
- Проект должен быть достаточно большим, чтобы оправдать затраты на due diligence (комплексный предынвестиционный анализ).

Соблюдение установленных норм может иметь приоритет перед этими критериями, особенно если несоблюдение норм сопряжено с рисками в отношении эксплуатации объекта.

Наличие вторичных материальных выгод или вознаграждений может способствовать увеличению привлекательности проекта, но сами по себе эти факторы, как правило, недостаточны для одобрения проекта. Эти выгоды могут включать в себя общественное одобрение, соблюдение будущего законодательства, улучшенные условия безопасности на рабочем месте, устойчивое развитие, повышение надежности систем, признание флагманским (передовым) производством и потенциальные квоты на выбросы или освобождение от платы за выбросы.

## 1.7 Какие имеются неопределенности?

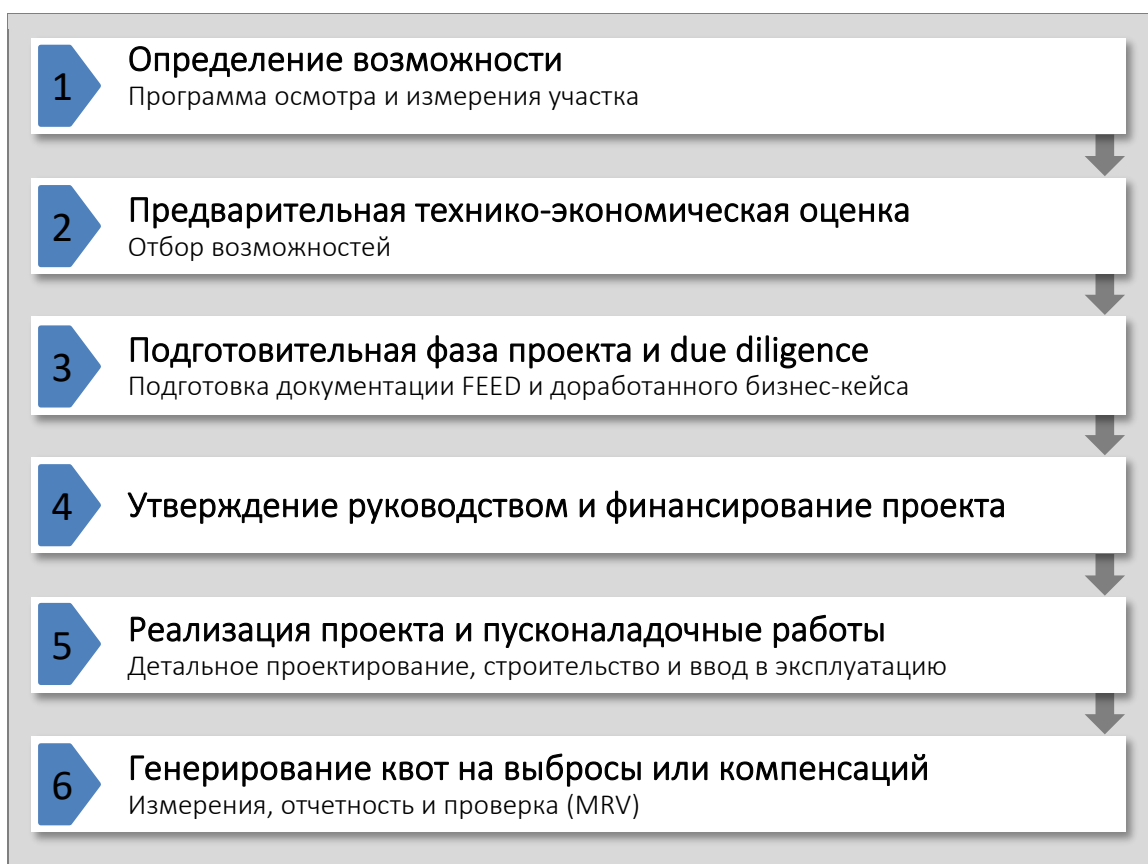
Ключевые неопределенности — это потенциальные расхождения между экономическими параметрами возможности и плотностью распределения. Среди факторов, способствующих этим неопределенностям, можно отметить следующие:

- Различия в проектных нормативах и технологических режимах;
- Различия в уровнях доступа к рынку;
- Физическая удаленность объектов;
- Потенциальные проблемы безопасности;
- Срок службы объектов вкупе со снижением объемов добычи и операционной эффективности;
- Ограниченное применение контрольно-измерительных систем технологического процесса и систем непрерывного мониторинга, что затрудняет поиск и оценку возможностей;
- Правила, нормативы, системы управления и финансовые политики, могущие оказывать дестимулирующее влияние на управление выбросами и энергопотреблением;
- Низкие ставки оплаты труда и вытекающий из этого акцент на решениях, связанных с ручным трудом, а не инструментальной оснащении или автоматизации;
- Ограниченный доступ и повышенная стоимость зарубежных технологий;
- Ограниченный доступ к квалифицированной рабочей силы или обучению, необходимому для эксплуатации и обслуживания сложных технологий;
- Возможные проблемы с контролем качества (КК) продукции и технологий местного производства;
- Протекционистские законы и пошлины, направленные на вытеснение зарубежных товаров и услуг.

## 2 Разработка проектов по сокращению выбросов ПГ

Проведение проверки результативности мер по сокращению выбросов ПГ на объекте — это лишь первый из шагов, необходимых для разработки и внедрения стратегических, высокоэффективных проектов сокращения выбросов ПГ, и потенциального генерирования ликвидных квот на выбросы или зачета эмиссионных квот. На рисунке 1 представлена общая схема для проектов, в которых меры по сокращению выбросов требуют капитального решения; при этом реальные требования могут варьироваться в зависимости от компании и охвата проекта. В конечном счете, для того чтобы проект смог развиваться, он должен быть жизнеспособным, поддаваться числовому выражению и быть сочетаемым с приоритетными задачами компании. Проекты, для которых необходимо только простое операционное или эксплуатационное решение, могут реализовываться за счет средств штатных операционных бюджетов объектов, тем самым избегая более обременительных и трудоемких требований, характерных для капитальных проектов.

**Рисунок 1: Общая блок-схема проекта**



Как правило, основные стадии разработки капитального проекта по сокращению выбросов ПГ можно классифицировать следующим образом (более детально они разобраны в последующих подразделах):

1. Определение возможности
2. Предварительная технико-экономическая оценка
3. Подготовительная фаза проекта и due diligence
4. Утверждение руководством и финансирование проекта
5. Реализация проекта и пусконаладочные работы
6. Генерирование квот на выбросы или компенсаций

Реальные требования будут зависеть от предприятия.

## 2.1 Определение возможности

Некоторые возможности сокращения выбросов могут быть известны руководству объекта, или о них могут подозревать, но по ним может не проводиться работа, поскольку отсутствуют данные для количественного выражения их экономического воздействия и формирования доказательной базы для каких бы то ни было мер по сокращению выбросов, и данный вопрос не воспринимается, как важный для техпроцессов или безопасности. Другие возможности могут возникать и сохраняться, но при этом полностью уходить из поля зрения, по причине отсутствия необходимых систем мониторинга, неспособности приводить к срабатыванию индикаторы процессов, или же отсутствия звуковых, визуальных или обонятельных индикаторов.

Интегрированная проверка результативности сокращения выбросов служит двум ключевым целям. Во-первых, это полезный инструмент для поиска и разграничения потенциальных возможностей реализации экономически эффективных мер по сокращению выбросов ПГ таким образом, чтобы обеспечивать извлечение максимальной выгоды. Во-вторых, проверка представляет собой оценку исходных показателей выбросов, и получение количественных данных по конкретным источникам для предварительной инженерной, операционной и технико-экономической оценки данных возможностей. Ключевые элементы этапа определения возможности изображены на рисунке 2 и разобраны подробно в следующих подразделах.

**Рисунок 2: Ключевые элементы этапа определения возможности**



### 2.1.1 Выбор объекта

Солидные экономически эффективные возможности сокращения выбросов могут возникнуть — и возникают — при всевозможных обстоятельствах. Тем не менее, в определенных предсказуемых ситуациях вероятность их возникновения увеличивается. Начинать лучше всего с объектов, для которых характерно значительное технологическое потребление тепла или компримирование, со сроком эксплуатации свыше 20 лет (как правило, предельный срок эксплуатации объекта), а также у которых сменилось несколько хозяев, или сейчас наблюдается серьезный спад производства.

Более старые проекты обычно проектировались в эпоху низких цен на энергоносители и энергоэффективность не была в приоритете; следовательно, эти объекты могут скрывать в себе привлекательные возможности для повышения эффективности. Вероятно, что объекты, спроектированные в периоды финансовых ограничений, будут представлять возможности для значительных улучшений эффективности и рекуперации попутного газа.

Объекты, собственники которых несколько раз менялись, зачастую либо находятся на грани рентабельности, либо приближаются к окончанию срока полезной эксплуатации. Кроме того, многие эксплуатируемые в настоящее время объекты, построенные 40 и 60 лет назад, были изначально спроектированы с расчетом на сроки эксплуатации до 20 лет. По мере увеличения цен на энергоносители и совершенствования технологий бурения и добычи, сроки эксплуатации объектов часто увеличивались далеко за пределы первоначальных ожиданий. Может оказаться полезным проводить проверку даже тех объектов, чей срок закрытия уже приближается, учитывая короткий период окупаемости некоторых возможностей, особенно тех, которые дают ликвидные квоты на выбросы.

В числе прочих показателей, которые следует определять при выборе объекте, можно выделить следующие:

- Неудовлетворительная организация производства: как правило, это признак плохого морального состояния, что может способствовать запущенности и снижению эффективности оборудования;
- Значительные сбросы и факельное сжигание газа на старых объектах: экономические показатели рекуперации или повторного использования попутного газа могли существенно улучшиться с момента пуска объекта в эксплуатацию;
- Значительные сбросы и факельное сжигание газа на объектах добычи, переработки и транспортировки газа: у этих объектов уже есть доступ к инфраструктуре, необходимой для экономии газа, поэтому экономические индикаторы мер по предотвращению таких потерь могут оказаться весьма привлекательными;
- Значительные сбросы и факельное сжигание на нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводах: эти объекты закупают все свои энергоресурсы и исходное сырье, поэтому устранение первопричины сбросов или факельного сжигания также может оказаться весьма экономически привлекательным вариантом;
- Нефтедобывающие объекты имеют доступ к системам сбора или утилизации газа, но не предусматривают средств улавливания пара на своих резервуарных емкостях:

как только будет предусмотрено инженерное решение для сохранения или утилизации попутного газа на нефтедобывающем объекте, станет практически осуществимым и внедрение улавливания паров.

---

## 2.1.2 Сосредоточение полевой работы

Нереалистично ожидать, что группа проверки сможет провести исчерпывающую работу по определению и оценке абсолютно всех потенциальных возможностей на каждом объекте. Неизбежно наступление момента убывающей «отдачи», как в плане численности состава, так и многообразия группы проверки, которой была поручена данная работа. В разделах с 3 по 8 данного материала разобран ряд возможностей, которые в целом заслуживают внимания.

Замысел состоит в том, чтобы заранее получить как можно больше полезной информации о данном объекте, для помощи в планировании и фокусировании полевой работы группы. Кроме того, как только группа проверки окажется на объекте, но до начала полевой проверки, необходимо провести встречу со старшим персоналом объекта, с тем чтобы обсудить производственную деятельность объекта, а также возможные проблемные сферы. Зачастую персонал объекта осведомлен о хороших возможностях, но ему может не хватать количественных данных, необходимых для защиты бизнес-кейса перед начальством. Важно максимально воспользоваться этой информацией, но и не дать ей нарушить объективность проверки (т.е., чтобы не упустить из виду другие возможности). Профессиональное мнение необходимо, и группе придется подстраиваться под фактические обстоятельства. По этой причине, в состав группы должен входить старший персонал, который смог бы принимать нужные решения в полевых условиях.

Время и усилия, затраченные на каждый пункт, должны быть соразмерными масштабам возможности. Например, как только появятся значимые количественные или качественные основания полагать, что возможность будет маленькой, группе следует документально оформить основания для такого заключения и перейти к следующему пункту. При выявлении большой возможности, может быть целесообразно провести параллельные измерения и задокументировать вариативность.

Формуляры данных и контрольные списки необходимо использовать на протяжении всей проверки, с тем чтобы лучше курировать процесс и исключать пропуск критически важной информации.

В число категорий информации, запрашиваемой до приезда на объект, входят следующие:

- План участка;
- Данные производственного бухгалтерского учета, включая скорость потока для всех входных и выходных потоков и анализ утилизации топливного газа;
- Сводки по закупленному пропану, топливу и электроэнергии;
- Копии недавно проведенного анализа потоков для целей расчета массового баланса



- Списки всех двигателей и технологических печей и, если это легкодоступно, информация о модели, сроке эксплуатации, расчетной емкости и средствах снижения выбросов;
- Технологические схемы, на которых показаны все точки контроля расхода;
- Скриншоты (снимки экрана) системы сбора данных техпроцесса и/или суточные отчеты, в которых указаны температуры, давления и потоки, подлежащие мониторингу на всем объекте.

Эту информацию можно использовать для проведения предварительных расчетов массового и энергетического балансов, что позволит выявить зоны с излишними потерями или низкой энергоэффективностью. Это также дает возможность группе проверки ознакомиться с проектом и планировкой объекта, и определить приоритетные цели и потребности проверки.

### 2.1.3 Соображения безопасности

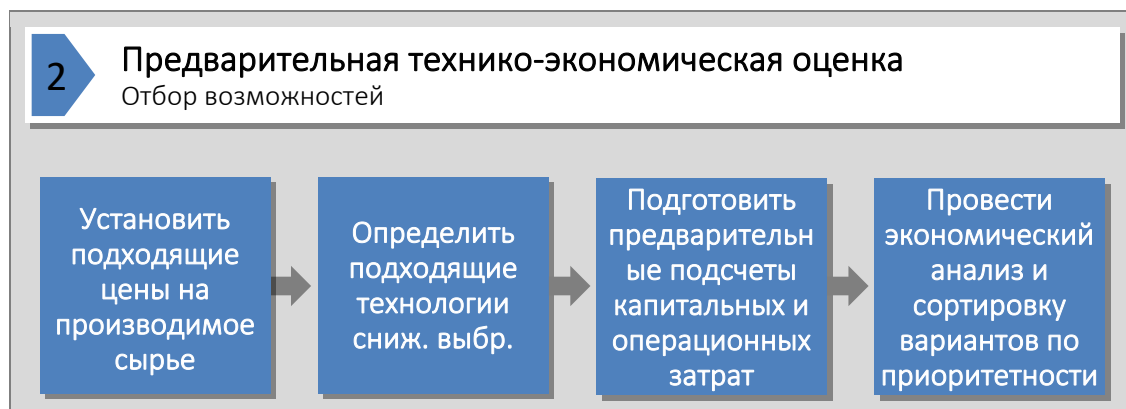
Измерение выбросов и испытания процессов должны быть организованы в безопасных условиях. Группа проверки должна отвечать за собственное оснащение базовыми средствами индивидуальной защиты. Принимающее предприятие отвечает за предоставление особых средств (таких как стремянки, подъемники, стропы, наблюдатели по ТБ, дыхательный воздух и т.д.), необходимых для получения доступа к отдельным компонентам и вентиляционным патрубкам (например, отводы компрессоров).

## 2.2 Предварительная технико-экономическая оценка

Предварительная технико-экономическая оценка дает приблизительную количественную характеристику экономической целесообразности выявленной возможности, и представляет собой инструмент предварительного отсева возможностей; в нее входят базовые мероприятия, показанные на рисунке 3. Для того чтобы возможность прошла эту оценку, ей необходимо показать потенциал как в плане экономических индикаторов, так и в плане ощутимого воздействия. Если возможность слишком маленькая, эксплуатирующая организация может прийти к выводу, что необходимые процедуры due diligence слишком дорогостоящи по сравнению с выгодами. Иногда необходимо комбинировать несколько малых возможностей одного и того же или аналогичных видов, чтобы получить желаемую выгоду. Соответственно, если проект слишком большой, привлечение необходимого финансирования может вызвать трудности. Как правило, проект считается малым, если его капитальные расходы (CAPEX) составляют меньше 1 млн USD, и большим — если стоимость превышает 10 млн USD.



**Рисунок 3: Ключевые элементы этапа предварительной технико-экономической оценки**



Как правило, валовая выручка или устраненные операционные расходы, полученные благодаря той или иной мере сокращения выбросов, рассчитываются исходя из текущих цен на сырье и данных ограниченных точечных (одномоментных) замеров, выполняемых в ходе проверки. В контексте нефтяных производственных объектов (учитывая текущие цены на сырье), наиболее высокая хозяйственная выгода от попутных газовых потоков, богатых неметановыми углеводородами, обеспечивается главным образом за счет фракций сжиженного углеводородного газа (СУГ) и газового конденсата (ГК), а не метана. Выгода от СУГ и ГК реализуется только в том случае, если газ перерабатывается сразу на месте или на газоперерабатывающем заводе. Привлекательные экономические возможности связаны с рекуперацией СУГ и ГК (даже в малых масштабах), и с использованием метана только для энергообеспечения самого процесса, с факельным сжиганием остатка газа, если нет возможности его сохранить. Рекуперированные жидкости можно рекомбинировать с дегазированной сырой нефтью и выводить на рынок посредством действующей системы транспортировки сырой нефти, при условии, что паровое давление (или летучесть) смеси надлежащим образом контролируется, с соблюдением спецификаций заказчика транспортных услуг.

Капитальные расходы, используемые в предварительном ТЭО, рассчитываются с помощью методов расчета стоимости 5-го класса (с учетом мощности) или 4-го класса (с учетом оснащения), публикуемых международными организациями по стандартизации — ASTM International (ASTM) и AACE International (см. Таблица 2 ниже). Результаты корректируются с учетом текущих величин и обычно представляют собой оценки по порядку величины. Оценка 5-го класса основывается на доступных данных по стоимости аналогичного объекта или системы, используя параметрическую модель, суждение или аналогию. Оценка 4-го класса основывается на аналогичных оценках стоимости основного оборудования и использовании факторов установки оборудования.

Операционные расходы можно рассчитать используя метод, изданный организацией Chemical Engineering Projects (<https://chemicalprojects.wordpress.com/2014/05/11/estimation-of-operating-costs/>). Энергия и другие услуги инженерных сетей зачастую образуют львиную долю эксплуатационных расходов.

Характерные для конкретных объектов ограничения и факторы, которые способны материально повлиять на жизнеспособность проекта, на данном этапе плохо изучены. В числе таких факторов — помимо прочих — могут быть следующие:

- Способность действующих инженерных коммуникаций, систем технологического процесса и контроля (если применимо) удовлетворять потребностям проекта, а также финансовые последствия удовлетворения любых растущих потребностей;
- Категория требующейся системы снижения выбросов;
- Местоположение и подробные сведения о действующих точках соединения инженерных сетей и технологической системы;
- Необходимый объем работ по трубам, электросистеме и контрольно-измерительной аппаратуре для встраивания меры по сокращению выбросов в действующий техпроцесс;
- Доступность и надежность текущих чертежей, на которых показаны сооружения, подземные службы, системы пожаротушения, дороги, трассы трубопровода и т.д.
- Обязательные экологические и прочие нормативные требования;
- Наличие достаточных пустых промежутков для новой инфраструктуры или возможности удовлетворения увеличивающихся потребностей по разумной стоимости;
- Доступ к системам транспортировки и близлежащим рынкам сбыта для любой новой продукции;
- Остаток срока эксплуатации действующего предприятия;
- Возросшие потребности в рабочей силы и необходимость специализированных дисциплин, которые не представляется возможным полностью задействовать;
- Геотехнические факторы;
- Степень противодействия со стороны проживающих рядом жителей;
- Дестимулирующие факторы, такие как договоры, административная структура и корпоративные политики, которые делают невозможным для субъектов, покрывающих затраты на реализацию, получать свои дивиденды;
- Отсутствие практически осуществимых возможностей на местах для утилизации неиспользованной энергии;
- Потребность в любых дорогостоящих мерах обеспечения безопасности и мониторинга;
- Чрезмерная вариативность или непостоянность источника;
- Неопределенность в отношении репрезентативности собранных данных по источнику.

В развивающихся странах и странах с переходной экономикой могут иметь место дополнительные факторы, среди которых:

- Отсутствие доступа к информации, подрядчикам, опыту и финансовым ресурсам, необходимым для выполнения предварительной инженерной оценки;
- Культурные, языковые и календарные различия, которые требуют дополнительного планирования и замедляют отклик;
- Различия и сложности, связанные с местной политической обстановкой, в которой функционируют предприятия;
- Медлительность, с которой местные предприятия идут навстречу международным программам — по различным причинам, начиная от независимости корпоративной политики, и заканчивая сдержанностью по отношению к обязательствам.

Даже если предположить, что вышеозначенные проблемы могут быть разрешены, проекту необходимо конкурировать с другими потенциальными возможностями для инвестиций. Проект должен не только быть конкурентоспособным с финансовой точки зрения, но и преодолевать традиционную сосредоточенность на увеличении акционерной стоимости путем разведки и разработки, вместо сокращения потерь и повышения эффективности.

**Таблица 2: Краткое изложение классификации методов оценки стоимости от ААСЕ International**

Класс оценки	Наименование	Назначение	Ожидаемый диапазон неопределенности	Степень выполнения подготовительной фазы
5-й класс	Порядок величины	Отсев или ТЭО	L: от -20% до -50% H: от +30% до +100%	от 0% до 2%
4-й класс	Промежуточный	Концепт. исследование или ТЭО	L: от -15% до -30% H: от +20% до +50%	от 1% до 15%
3-й класс	Предварительный	Утверждение бюджета	L: от -10% до -20% H: от +10% до +30%	от 10% до 40%
2-й класс	По существу	Контроль или тендер	L: от -5% до -15% H: от +5% до +20%	от 30% до 40%
1-й класс	Окончательный	Проверка оценки или тендер	L: от -3% до -10% H: от +3% до +15%	от 50% до 100%

### 2.3 Подготовительная фаза проекта и due diligence

В случае если возможность прошла этап предварительного ТЭО или отбора, следующий шаг состоит в более развернутой характеристике проекта, с тем чтобы более точно оценить его целесообразность и риски, как показано на рисунке 4. Для этого необходимо подготовить следующие материалы:

- Меморандум об основах проектирования (DBM)
- Документация FEED
- Доработанный бизнес-кейс

Многие возможности, которые на этапе предварительного ТЭО кажутся многообещающими, могут быть признаны практически нецелесообразными или нерентабельными по мере доработки проекта, или могут быть попросту отсеяны ввиду несоответствия бизнес-модели эксплуатирующей организации или наличия недопустимых рисков.

**Рисунок 4: Ключевые элементы подготовительной фазы проекта и этапа due diligence**



### 2.3.1 Меморандум об основах проектирования (DBM)

Подготовка DBM (или проектных критериев) — это одна из первых задач, выполняемых на подготовительной фазе проекта. В документе DBM устанавливаются базовые проектные параметры, необходимые для проведения предварительной инженерной работы. В DBM, как правило, содержится определение проекта и его задач, требования к рабочим характеристикам рассматриваемой(-ых) меры(мер) сокращения выбросов, входные проектные данные (например, составы, потоки, температуры и давления), а также стандарты и нормативы, согласно которым инженерное решение должно быть спроектировано. Могут понадобиться дополнительные измерения для подтверждения и дополнения результатов аудита (например, суточные испытания, а также параллельные или более актуальные взятия проб и анализы технологических сред), а также в интересах улучшения доказательной базы для инженерной работы. Кроме того, может понадобиться

проверить имеющиеся чертежи и справочники оборудования объекта, и извлечь из них необходимую информацию. Документ DBM обычно представляет собой материал, который дополняется и изменяется на протяжении всего процесса проектирования, по мере появления новой информации и доработки проекта.

---

### 2.3.2 Подготовка документации FEED

Это — проектная работа, необходимая для отсева вариантов сокращения выбросов и выбора конечного варианта или концепции, а также для определения основных технических требований, связанных с окончательной концепцией. В число ключевых мероприятий в рамках подготовки документации FEED может входить подготовка или получение следующих материалов:

- Обновленный план участка, на котором показано расположение всех предлагаемых инфраструктурных объектов и оборудования, относительно имеющейся инфраструктуры участка;
- Чертежи трубопроводов и контрольно-измерительной аппаратуры (P&ID) с подробным описанием инженерного решения и порядка его интеграции в действующий процесс;
- Паспорта/листы с габаритами и спецификациями всех основных узлов и контрольно-измерительных средств, которые планируется установить;
- Планы габаритов и маршрутизации необходимых сегментов трубопровода;
- Разрешения надзорных органов (если риск, связанный с получением разрешений низок, то это действие можно отложить до того времени, как будет получено одобрение проекта).
- Оценки расходов 3-го класса (см. Таблица 2). (Это — смета затрат, используемая при принятии окончательных решений об инвестировании средств, и базирующаяся на частично детализированных стоимостях на единицу продукции с перечнями (ведомостями) незатаренных материалов)

---

### 2.3.3 Доработанный бизнес-кейс

Доработанный бизнес-кейс необходим для того, чтобы старшее руководство эксплуатирующей организации и потенциальные инвесторы или финансирующие организации могли принимать обоснованные решения. Это предполагает подготовку более точных затрат (как правило, 3-го класса), на основе улучшенной концепции проекта, обновление исследования FEED, доработку технико-экономического обоснования, а также обеспечение надежной реализации меры по сокращению выбросов. Результаты технико-экономического обоснования проходят эталонную проверку в отношении приемочных критериев эксплуатирующей организации, инвестора и/или финансирующей организации. Подробные сведения предоставляются в подтверждение того, что проект согласован с приоритетными задачами и бизнес-моделью эксплуатирующей организации.

## 2.4 Утверждение руководством и финансирование проекта

Значительные усилия и время могут потребоваться для доработки проекта и доведения его до этапа, на котором старшее руководство и потенциальные инвесторы/спонсоры могут принять обоснованное решение по вопросу. Для проекта недостаточно быть доходным или способным приносить сопутствующие материальные выгоды. Проект должен также быть способным конкурировать с другими инвестиционными возможностями, которые могут рассматриваться эксплуатирующей организацией, должен представлять риск лишь в допустимых пределах, быть согласованным с ключевыми показателями деятельности эксплуатирующей организации и быть понятным и ценным для акционеров, инвесторов и финансирующих организаций.

Если проект содержит в себе меру сокращения выбросов, которая знакома или широко применяется эксплуатирующей организацией, то цикл ее разработки и утверждения будет значительно более коротким и менее трудоемким. Если проект для эксплуатирующей организации в новинку, или плохо согласован с ее бизнес-моделью, то вероятность успешной реализации значительно ниже.

Чтобы убедить руководство в целесообразности проекта, необходимо показать конкурентные финансовые преимущества и доказать наличие совместимости с приоритетными задачами и бизнес-моделью компании, а также заострить внимание на количественно выражаемых сопутствующих выгодах, среди которых могут быть следующие:

- Повышение качества воздуха на рабочем месте, что положительным образом влияет на здоровье и безопасность рабочих;
- Повышение качества воздуха местности, что обеспечивает преимущества для здоровья и экологии, а также способствует улучшению связей с общественностью;
- Сокращение потерь, неэффективности и системных потерь, благодаря чему обеспечивается повышенная доходность (т.е., посредством экономии невозобновляемых ресурсов, повышения объема выпуска продукции, повышения надежности системы, увеличения продаж и сокращения энергопотребления).

В число механизмов финансирования для экономически эффективных проектов по сокращению выбросов ПГ входят следующие — и они также представлены на рисунке 5:

- Самофинансирование (т.е., из внутреннего движения наличных средств);
- Внешнее финансирование;
- Партнерства;
- Соглашения с третьими сторонами.

**Рисунок 5: Возможные механизмы финансирования проекта**



### 2.4.1 Самофинансирование

Если предприятие доходное, то оно может рассматривать вариант финансирование проектов по сокращению выбросов ПГ за собственный счет. Это позволяет избежать уплаты процентов и основной суммы, но такой вариант может оказаться целесообразным только для проектов малых или средних масштабов.

По аналогии с тем, как некоторые компании выделяют определенный процент своей выручки на НИОКР, другие компании рассматривают возможность либо выделения определенного процента выручки на зеленые проекты, либо создания внутреннего зеленого фонда, который будет использоваться для финансирования собственных зеленых проектов. В последнем случае замысел состоит в том, чтобы фонд получал часть выручки зеленых проектов, которые им финансируются, чтобы фонд мог расти и продолжать поддерживать такого рода проекты.

### 2.4.2 Внешнее финансирование

Существует два основных вида внешнего финансирования: долевое и заемное. Сравнение этих категорий приведено в Таблица 3 ниже. Заемное финансирование — это деньги, которые были взяты в ссуду у кредиторов, и должны быть возвращены с процентами, в соответствии с оговоренным графиком погашения. Долевое финансирование — это привлечение денег от инвестора взамен на долю предприятия. Инвесторы или «долевые партнеры», как правило, не ожидают дивидендов от своих инвестиций первые 3–5 лет, но зачастую уходят после 5–7 лет.

**Таблица 3: Сравнение долевого и заемного финансирования.**

Параметр	Заемное	Долевое
Требования	Доходность и залоговое обеспечение.	Высокий потенциал роста и охвата.
Усилия	Сроки оформления.	Могут потребоваться месяцы для поиска и убеждения инвесторов.
Собственность	Заемщик сохраняет за собой 100% право собственности.	Заемщик должен передать долю владения и, возможно, контрольный пакет.
Ставки	Процентная ставка может быть высокой и период погашения начинается почти немедленно.	Нет давления с целью ранней доходности, но доходы в целом выше, чем процентные ставки, возникающие при эквивалентном заемном финансировании.
Предсказуемость	Известны ставки и график погашения.	Неожиданный выход инвестора.
Контроль	Минимальный контроль.	Инвесторам нужна отчетность, и они могут быть вовлечены в принятие решений.
Потоки наличных средств	Выплаты займа ведут к уменьшению чистых наличных средств	Наличные средства не возвращаются; средства вкладываются напрямую в предприятие.
Заинтересованность кредитора	Зачастую мало заинтересован в успехе предприятия.	Весьма заинтересован в успехе предприятия.

Среди ключевых преимуществ заемного финансирования можно выделить то, что проценты по займам обычно меньше, чем доходы долевого инвестирования, и подлежат вычету из налогооблагаемого дохода; однако заемщик отягощен регулярными платежами основной суммы и процентов, вне зависимости от того, насколько успешно его предприятие. При долевого инвестирования нет необходимости возвращать капиталовложения, но возникает обязательство по утрате степени контроля над предприятием, и накладывается повышенное бремя отчетности.

PREQIN ([www.preqin.com](http://www.preqin.com)) — это востребованный источник информации о частных долевого и заемных инвесторах. Базы данных этой системы содержат свыше 500 тыс. контактов, включая 3856 активных инвесторов сырьевого сектора, 3749 активных инфраструктурных ограниченных товариществ, 3822 активных заемных инвестора и 7835 активных товариществ прямого инвестирования (2019).

Облигации — еще один метод финансирования проекта. Облигация — это финансовый инструмент с фиксированной доходностью, в рамках которого инвестор занимает деньги предприятию (частному или государственному) на определенный срок и по определенной процентной ставке. Зеленые облигации — это облигации, предназначенные специально для подходящих проектов климатической и экологической направленности. Они, как правило, связаны с основными средствами и подкрепляются балансовым отчетом предприятия. По словам Джеймса Чена из Investopedia (2019), зеленые облигации сопряжены с налоговыми стимулами, такими как освобождение от налога и субсидии, что



делает их более привлекательной формой инвестиции, нежели эквивалентные налогооблагаемые облигации. Благодаря этому возникает денежный стимул принимать меры в отношении серьезных общественных проблем, таких как изменение климата, а также переход к возобновляемым источникам энергии. Чтобы получить допуск к «зеленому» статусу, выпуск облигации заверяется третьей стороной, такой как Комиссия по стандартам в сфере климатических облигаций — таким образом подтверждается, что данная облигация будет использована для финансирования проектов, приносящих, помимо прочего, пользу окружающей среде. К сожалению, зеленые облигации обычно не выдаются производителям ископаемого топлива, и категорически не выдаются в случае если меры по сокращению выбросов ПГ принимаются в целях продления сроков эксплуатации объекта. Шанс на допуск к зеленым облигациям есть только у тех нефтегазовых проектов, которые предусматривают переход на возобновляемые источники энергии (например, использование солнечных панелей для питания аппаратуры), а также нацеленные на сокращение неорганизованных выбросов. Среди других возможных вариантов можно выделить облигации устойчивого развития и социальные облигации.

Облигации устойчивого развития — это облигации, доходы по которым используются исключительно для финансирования или рефинансирования сочетание зеленых и общественно полезных проектов. Международная ассоциация рынков капитала (ICMA) опубликовала «Руководство по облигациям устойчивого развития» (SBG), а также «Принципы зеленых облигаций» (GBP) и «Принципы социальных облигаций» (SBP), доступные по адресу: <https://www.icmagroup.org/>. Социальные проекты могут иметь дополнительные экологические выгоды, тогда как некоторые зеленые проекты могут иметь дополнительные общественные выгоды.

---

### 2.4.3 Товарищества

Эксплуатирующая организация (или владелец прав на ресурсы) может рассмотреть возможность участия в корпорации или другом юридическом лице совместно с третьими сторонами, в целях реализации и ведении определенного проекта сокращения выбросов ПГ или группы проектов. Такой подход может дать эксплуатирующей организации возможность полностью избежать заемного бремени. Эксплуатирующая организация, являясь собственником производимых углеводородов, может снабжать попутным природным газом юридическое лицо, вновь образованное с третьей стороной или сторонами, и получать прибыль от продукции, производимой и реализуемой данным лицом. Новое юридическое лицо возьмет на себя все финансовые и операционные риски, как независимое предприятие. Это освобождает эксплуатирующую организацию от необходимости привлекать финансирование напрямую. Регистрация нового юридического лица также упростит участие различных специализированных инвесторов, заинтересованных в сокращении выбросов ПГ, за счет того, что они могут непосредственно принимать участие в новом предприятии.

Существует три вида товариществ: полное, ограниченное и совместное предприятие. В полном товариществе, каждый участник пропорционально участвует в работе, несет ответственность и получает прибыль.

В случае ограниченного товарищества, сторонние инвесторы могут покупать долю в предприятии, но при этом сохраняют ограниченную ответственность и участие, исходя из своих вкладов. Хотя и данный формат является более сложным, он обеспечивает больше гибкости в плане собственности и принятия решений.

Совместные предприятия предназначены для краткосрочных проектов или союзов. Если совместное предприятие показывает хорошие результаты, то его продолжают в виде полного товарищества; в противном случае, оно ликвидируется.

Некоторые страны подписали международные соглашения о зарубежных инвестициях, которыми обеспечивается определенность и защита для иностранных инвесторов. Кроме того, некоторыми странами предусматриваются концессии, специально нацеленные на продвижение определенных видов проектов сокращения выбросов ПГ (например, льготные периоды для роялти, освобождения от пошлин на оборудование, импортируемое для зеленых проектов, и т.д.).

---

#### 2.4.4 Соглашения с третьими сторонами

Существует три основных вида соглашений с третьими сторонами, которые можно считать формой финансирования проекта: концессия, купля-продажа и обслуживание.

---

##### 2.4.4.1 Концессионные соглашения

Концессионные соглашения могут принимать самые разные формы, такие как BOT (строительство-эксплуатация-передача), BOOT (строительство-владение-эксплуатация-передача), BLT (строительство-аренда-передача), DBOT (проектирование-строительство-эксплуатация-передача), и так далее. Общим для всех этих разновидностей является то, что в них задействовано частное юридическое лицо, получающее концессию от эксплуатирующей организации (собственника прав на ресурсы) на финансирование, проектирование, строительство и эксплуатацию объектов, предусмотренных соглашением, в обмен на то, что юридическое лицо будет реализовывать удовлетворительные для себя нормы прибыли на вложенный капитал. По окончании концессионного периода, актив передается эксплуатирующей организации бесплатно. Как правило, частное юридическое лицо создает специальную проектную компанию, которая заключает концессионный договор, и именно эта компания привлекает заемное финансирование для нужд проекта. Специальная проектная компания затем заключает субдоговор с третьей стороной на исполнение своих обязательств по концессионному соглашению. В рамках данного соглашения заключается договор на поставку, с тем чтобы обеспечить для проекта необходимые поставки попутного природного газа в течение концессионного периода.

---

##### 2.4.4.2 Договор о купле-продаже

В рамках договора о купле-продаже, эксплуатирующая организация передает попутный природный газ третьей стороне, которая, в свою очередь, обязуется спроектировать и осуществить монтаж всего оборудования, необходимого для улавливания и реализации

ресурса. Это — разновидность соглашения формата «строительство-владение-эксплуатация» (ВОО). Эксплуатирующая организация реализовывает сырой (непереработанный) природный газ третьей стороне на объекте-источнике, и разрешает третьей стороне собственными силами осуществлять любую деятельность, необходимую для улавливания и реализации природного газа. Права собственности на природный газ передаются третьей стороне после учреждения финансового субъекта для количественной оценки природного газа для целей налогообложения и расчета роялти. Эксплуатирующая организация отвечает за уплату этих сборов, но имеет право на выручку с реализации природного газа третьей стороне. Кроме того, эксплуатирующая организация не обязуется передавать права собственности на любое свое имущество, кроме природного газа, и не обязуется вкладывать деньги.

Третья сторона берет на себя всю ответственность за капитальные и операционные издержки проекта, а также за преобразование сырого природного газа в ликвидный продукт или продукты, и реализацию их на рынке. При этом, она извлекает всю выгоду из реализации этих продуктов.

---

#### 2.4.4.3 Договор на обслуживание

В рамках договора на обслуживания — еще одной разновидности схемы «строительство-владение-эксплуатация» — эксплуатирующая организация пользуется цельной платной услугой третьей стороны, заключающейся в принятии мер в отношении потерь природного газа и предотвратимых проявлений неэффективности системы. Среди примеров: внедрение схемы консервации газа; утилизация попутного газа в целях сокращения объемов закупаемого ЭО топлива и электричества; установка систем улавливания паров и сбросного тепла; работа с неорганизованными выбросами и предотвратимыми проявлениями неэффективности и т.д.

Эксплуатирующая организация не несет ответственности перед другими сторонами за внедрение и эксплуатацию проекта, кроме как в части оплаты обслуживания.

На третью сторону ложится ответственность за привлечение всего необходимого финансирование нужд проекта, но взамен она получает долгосрочный договор на обслуживание, обеспечивающий для нее покрытие операционных расходов и адекватную норму прибыли на инвестицию.

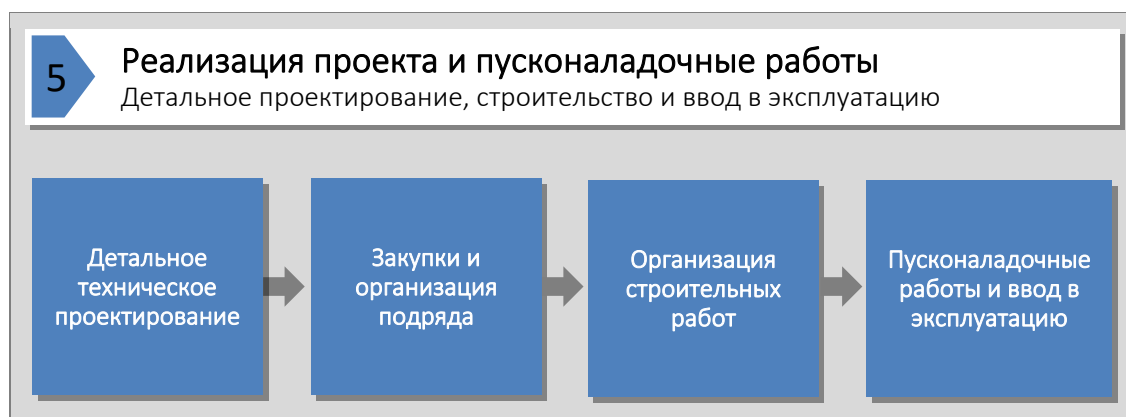
В случае если способность эксплуатирующей организации уплачивать комиссионное вознаграждение за услугу находится под вопросом, среди возможных решений может рассматриваться оплата в вещественном виде и выделение выручки, генерируемой проектом, для оплаты услуги. Если под сомнение ставится надежность деятельности по добыче сырья, можно рассмотреть условия обязательной выплаты неустойки при отказе от продукции. Это позволяет поставщику услуг обеспечить для себя регулярный доход за предоставление инфраструктуры, даже если потребитель не использует или не нуждается в данной услуге.

## 2.5 Реализация проекта и пусконаладочные работы

В данный этап цикла разработки и реализации проекта входят следующие мероприятия, как показано на рисунке 6 ниже:

- Детальное техническое проектирование
- Закупки и организация подряда
- Организация строительных работ
- Пусконаладочные работы и ввод в эксплуатацию.

**Рисунок 6: Ключевые элементы реализации проекта и пусконаладочных работ**



### 2.5.1 Детальное техническое проектирование

Детальное техническое проектирование — это этап, следующий за подготовкой документации FEED. Назначение заключается в определении всех технических деталей проекта, включая гражданское проектирование, проектирование конструкций, проектирование трубопроводов, электросетей и контрольно-измерительной аппаратуры. На этом этапе определяются плановые расходы на проект исходя из полных требований к оборудованию и детальным спецификациям и выборкам материалов.

### 2.5.2 Закупки и организация подряда

Это — процесс конкурсного отбора на поставки и организацию подряда на все необходимые материалы, технику, контрольно-измерительную аппаратуру и услуги для целей строительства, пусконаладочных работ и ввода в эксплуатацию. Документы, подготавливаемые на этапе закупок и организации подряда, включают запросы коммерческого предложения и конкурсные предложения, оценка конкурсных предложений, заказы на поставку и договоры на обслуживание.

### 2.5.3 Организация строительных работ

Организация строительных работ — это профессиональная услуга, предусматривающая планирование и строительство проекта. В процесс входит инспекция и распоряжение закупленной техникой, контрольно-измерительной аппаратурой и материалами на территории продавца и/или по факту прибытия таких изделий на объект строительства. В это также входит согласование с подрядчиками, занимающимися строительными работами, механической частью, электрической частью, КИПиА, малярными работами и безопасностью, а также контроль соблюдения стандартов качества и инженерного проектирования.

### 2.5.4 Пусконаладочные работы и ввод в эксплуатацию

Пусконаладочные работы и ввод в эксплуатацию — это этап, находящийся между завершением строительства и непосредственно хозяйственной деятельностью. В данный этап входят все мероприятия, необходимые для организации перехода между этими фазами, что включает в себя пропускную способность систем, проверку систем, пусконаладку систем, введение сырья и испытание для проверки рабочих характеристик. Дополнительная информация о пусконаладочных работах и вводе в эксплуатацию доступна на ресурсе Института строительных отраслей (<https://www.construction-institute.org/resources/knowledgebase/knowledge-areas/commissioning-and-startup>).

## 2.6 Генерирование углеродных кредитов или компенсационных кредитов по выбросам ПГ

Углеродный кредит — это разрешение, позволяющее стране или организации производить определенный объем углеродных выбросов, которыми затем она может торговать, если полная льгота не израсходована.

Компенсация выбросов — это сокращение выбросов диоксида углерода (CO<sub>2</sub>) или других парниковых газов с целью компенсации за выбросы в другом месте. Компенсации измеряются тоннами эквивалента диоксида углерода (CO<sub>2</sub>e).

Требования к генерированию ликвидных углеродных кредитов и компенсаций зависят от рынка. Во всех случаях упор делается на прозрачности и точном следовании стандартам коммерческих сделок. Должен быть подготовлен формальный проектный документ, в котором описывается метод или технология сокращения выбросов, порядок мониторинга и расчетов для количественной оценки объема сокращения выбросов, а также применяемых мер обеспечения и контроля качества. Наконец, существуют требования к независимой валидации плана, проводимой аккредитованной третьей стороной, и продолжающейся проверке заявлений о сокращении выбросов на предмет соответствия действительности, проводимой, как правило, другой аккредитованной третьей стороной.

В случае предоставления проектного финансирования, инвесторы, в порядке ОА/КК, обычно требуют организации продолжающегося технического надзора квалифицированным сторонним консультантом, выбранным инвесторами.

В рамках предшествующего рынка по Киотскому соглашению, особое внимание уделялось дополнительной и контролю непрямого влияния («утечки») проекта. Дополнительность — это критерий, используемый чтобы установить, ведет ли проект к улучшению показателей в сфере сокращения или ликвидации выбросов ПГ, сверх того, что и так бы произошло при отсутствии проекта. В каждом отдельно взятом рынке предусматриваются особые испытания для подтверждения дополнительной. Непрямое влияние проекта — это преобразование рынка или видоизменения видов деятельности, возникающие в результате работы проекта. Влияние может быть положительным или отрицательным.

Статьей 6 Парижского соглашения 2015 года предусматривается возможность расширять углеродное ценообразование, с тем чтобы обеспечить полномасштабное внедрение определяемых на национальном уровне вкладов (NDC) ([https://www.ieta.org/resources/UNFCCC/IETA\\_Article\\_6\\_Implementation\\_Paper\\_May2016.pdf](https://www.ieta.org/resources/UNFCCC/IETA_Article_6_Implementation_Paper_May2016.pdf)). У статьи 6 имеется две ключевые особенности (Международная ассоциация по торговле квотами на выброс (IETA), 2016):

1. В ней регламентируется применение единиц сокращения выбросов с международным хождением (ITMO).
2. В ней предусматривается механизм содействия в сокращении выбросов ПГ, или Механизм сокращения выбросов (EMM), и поддержки устойчивого развития.

Данный механизм, в тандеме с ITMO, можно спроектировать для целей развития углеродного ценообразования. В условиях полной реализации Парижского соглашения, EMM может обеспечить нуждающиеся страны универсальными кредитами (квотами), тем самым способствуя торговле между определяемых на национальном уровне вкладов (т.е., ITMO), и предоставляя средства учета, а также возможность углеродного ценообразования во многих странах (IETA, 2016) Это, в свою очередь, могло бы стимулировать дополнительные инвестиции.

Термин «измерение, учет и верификация» (MRV) изначально был применен в Балийском плане действий, в 2007 году. Основной замысел Балийского плана действий состоит в том, чтобы мероприятия по борьбе с изменением климата (главным образом, сокращение выбросов ПГ) реализовывались «с возможностью измерения, отчетности и верификации». Ключевая функция измерения, учета и верификации заключается в обеспечении прозрачности, за счет мониторинга национальных уровней выбросов ПГ и поступающих климатических финансовых потоков, или же воздействия мер по сокращению выбросов.

Требования по измерению, учету и верификации для ITMO до сих пор претерпевают изменения; однако уже существуют примеры функционирующих программ торговли углеродными квотами (см. Таблица 4). Во всех случаях, требования к квотам на выбросы должны отвечать принципам достоверности, учета и прозрачности для измеримых товаров.

**Таблица 4: Примеры существующих программ компенсации выбросов ПГ**

Территория	Программа	Вебсайт	Доступная информация
Альберта, Канада	Система компенсаций выбросов Альберты	<a href="https://www.alberta.ca/alberta-emission-offset-system.aspx">https://www.alberta.ca/alberta-emission-offset-system.aspx</a>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Стандарты и руководства</li> <li>• Протоколы численного выражения</li> </ul>
Австралия	Национальный стандарт компенсации выбросов	<a href="http://www.environment.gov.au/climate-change/government/carbon-neutral/ncos">http://www.environment.gov.au/climate-change/government/carbon-neutral/ncos</a>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Передовое руководство по измерению, сокращению, компенсации, отчетности и аудиту выбросов.</li> <li>• Сертификация нулевого баланса выбросов</li> </ul>
Калифорния, США	Программа компенсаций Совета штата Калифорния по воздушным ресурсам (CARB)	<a href="https://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/offsets/offsets.htm">https://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/offsets/offsets.htm</a>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Руководство по компенсациям раннего действия</li> <li>• Аттестация</li> <li>• Протоколы компенсаций</li> <li>• Проекты компенсаций</li> <li>• Реестры проектов компенсаций</li> <li>• Программа верификации компенсаций</li> </ul>
Европейский Союз (ЕС)	Система торговли выбросами (ETS)	<a href="https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en">https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en</a>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Евросоюзное законодательство по ETS</li> <li>• Отчеты углеродных рынков</li> <li>• Внедрение</li> <li>• Применение налога на добавленную стоимость (НДС)</li> </ul>
Отдельные штаты США и провинции Канады	Western Climate Initiative	<a href="http://www.wci-inc.org/">http://www.wci-inc.org/</a>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Проект программы</li> </ul>



### 3 Возможности сокращения выбросов, заслуживающие внимания: №1 — Резервуарные емкости

Добывающие и перерабатывающие объекты зачастую оснащены одним или несколькими атмосферными резервуарами для временного хранения добытых жидких углеводородов (т.е., нефти или конденсата) и воды (например, см. рисунок 7). В случае если содержимое резервуаров выпускается в атмосферу, такие резервуары считаются источниками потерь при хранении (т.е., продукт теряется в атмосферу вследствие испарения). Объемы и тип выбросов, как правило, зависят от состава хранящегося продукта, давления пара, условий хранения и амплитуды движения уровня жидкости в резервуаре. В резервуарах, используемых для хранения жидких углеводородов, реальное давление пара продукта при условиях хранения должно быть значительно ниже атмосферного давления, во избежание потерь, связанных с закипанием или испарением при перепаде давления.

**Рисунок 7: Фотография резервуаров для жидких углеводородов и добытой воды на объекте нефтедобычи.**



В зависимости от объемов потерь, связанных с испарением, и стоимости продукта, может стать экономически целесообразным установить средства контроля испаряемости. Вполне возможно, что средства контроля испаряемости не были рациональным решением на момент первоначального проектирования объекта, но обстоятельства могли со временем измениться, по мере роста цен на нефть и природный газ. Кроме того, технологические условия могли измениться, в связи с чем потери вследствие испарения могли увеличиться сверх проектной нормы.



Выбросы метана из резервуаров хранения происходят при одном или нескольких из нижеперечисленных условий: (1) жидкие углеводороды непосредственно контактировали с природным газом в сосуде под давлением сразу перед перемещением в резервуар с атмосферным давлением (т.е., часть природного газа растворилась в жидких углеводородах, и, оказавшись в атмосферном резервуаре, она подвергнется моментальному испарению); (2) резервуар оснащен системой газовой подушки, предназначенной для сброса непосредственно в атмосферу, или же подвержен эксплуатационным проблемам; и (3) возникает непредусмотренный переход в резервуары (например, вследствие ненадлежащего уплотнения перепускного клапана, образования вихря во время сброса и т.д.).

---

### 3.1.1 Рекомендуемые проверки

Необходимо измерить интенсивность выбросов из всех атмосферных резервуаров, содержащих технологические жидкости (т.е., добытая нефть, конденсат или вода), и определить ценность рекуперации этих паров. Кроме того, необходимо установить и устранить причину превышения расчетных (проектных) норм для потерь вследствие испарения. Внимание нужно сосредоточить на определенных факторах, способствующих интенсификации выбросов:

---

#### 3.1.1.1 Потери вследствие испарения паров

Такого рода потери возникают в том случае, если у добытого жидкого углеводородного сырья давление паров выше, чем атмосферное давление среды. Когда такая жидкость попадает в резервуар хранения, давление паров резко увеличивается, чтобы сравняться с атмосферным, а затем — более плавно, по мере стабилизации испарения. Давление паров поступающего продукта будет равным давлению паров первой емкости до резервуаров (обычно 275+ килопаскалей (кПа) на нефтедобывающих объектах и 2000+ кПа на газовых объектах). На нефтяных объектах этой емкостью обычно является либо входной сепаратор или тепловой сепаратор. На объектах газовой промышленности такой емкостью является, как правило, входной сепаратор или, в случае компрессорных станций, промежуточные скрубберы или газосепараторы.

---

#### 3.1.1.2 Непредусмотренный переход газов в резервуары хранения

Есть самые разнообразные возможности непредусмотренного перехода природного газа в резервуары для сырой нефти, как то:

- Неэффективная сепарация газового и жидкого состояний до попадания в резервуары, вследствие чего часть газа попадает (через увлечение) в резервуары. Это может произойти при постепенном значительном увеличении выработки жидкости (например, добытой воды), вследствие чего возникает несоответствие размера входных сепараторов объекта текущим условиям;
- Клапан регуляции уровня жидкости на сепараторе может быть ненадлежащим образом оснащен седлом в конце цикла разгрузки, в связи с чем он может

опорожняться до такой степени, при которой газ подвержен увлечению в резервуар хранения;

- Точка установки контроллера уровня жидкости может быть слишком низкой;
- Возможно, что ручной дренажный клапан был оставлен частично или полностью открытым, или имела место неправильная посадка на седло, в связи с чем произошел дренаж жидкостей из сосуда, с увлечением газа в резервуары хранения;
- Если система удаления газовой шапки подключена к коллектору для жидкости, то клапан для продувочного газа мог остаться частично или полностью открытым, или мог быть неправильно посажен на седло;
- Трубопроводные изменения, возникающие вследствие непредусмотренного размещения вещества с высоким давлением паров в резервуарах, не оснащенных надлежащими регуляторами пара (например, трубопроводная подача жидкостей из всасывающего компрессора и промежуточных скрубберов напрямую в атмосферные резервуары хранения);
- Большой объем газа может попасть в резервуары хранения в ходе работ со скребками.

---

### 3.1.1.3 Неисправная система газовой подушки

Система газовой подушки предназначена для защиты паровоздушного пространства от воздуха и, при подключении резервуара к системе сбора пара, для недопущения сверхвакуумных условий. Если данная система исправна, газ должен поступать в резервуар только в том случае, если уровень жидкости падает, или если возник эффект охлаждения (например, вследствие понижения температуры среды), в связи с чем давление внутри резервуара падает ниже порога низкого давления, заданного системе газовой подушки. Во всех остальных случаях подвод газа на подушку в резервуар хранения должен быть на нуле.

Неисправность или неправильная настройка регуляторов газовой подушки и клапанов контроля пара могут привести к излишнему поглощению газовой подушки и, соответственно, увеличению потоков к конечному контрольному устройству (например, вентиляционному патрубку, факелу или компрессору улавливаемого газа). Газовая подушка является как носителем паров сырья, так и потенциальным загрязнителем (т.е., природный газ обычно используется в качестве подушечной среды для резервуаров с подушками на газоперерабатывающих заводах).

---

### 3.1.1.4 Недостаточно крупные установки для улавливания паров

Габариты системы улавливания паров могут оказаться несовместимыми вследствие изменений в объемах производства, равно как и в силу того, что паровые трубопроводы могут загрязниться, тем самым ограничивая поток паров из резервуара. Оба условия будут способствовать возникновению условий избыточного давления в резервуаре, в связи с чем газ будет выводиться через вакуумный предохранительный клапан(ы) избыточного давления и пробоотборный люк на крыше резервуара. Обычно в этом случае визуально заметны следы конденсации или загрязнения на выпусках вакуумных предохранительных

клапанов. Кроме того, с возникновением этих условий, уплотнительные свойства седла клапанов избыточного давления будут постепенно ухудшаться, приводя к непрерывным потерям газовой подушки и/или паров.

---

### 3.1.2 Замеры

Вышеописанные факторы выбросов можно выявить путем проведения замеров скорости отвода газов и сопоставления наблюдаемых выбросов с расчетными рабочими потерями при условиях на момент испытания. В разделе 5.2 представлены методы измерений.

---

### 3.1.3 Потенциал сокращения

Резервуары на пяти газоперерабатывающих заводах (трех в США и двух в Канаде) были подвергнуты проверке на предмет наличия выбросов, превышающих проектные потери вследствие испарения выветренного продукта. На двух объектах были зафиксированы аномально большие утечки через вентиляционные отводы. В одном из случаев, суммарные выбросы углеводородов составили  $4,56 \times 10^3$  кубометров в день ( $\text{м}^3/\text{д}$ ) (или порядка 0,017 млн тон в год (млн т/г) выбросов эквивалента  $\text{CO}_2$ , исходя из содержания  $\text{C}_\text{H}_4$  в парах), а в другом —  $1,39 \times 10^3 \text{ м}^3/\text{д}$  (0,005 млн т/г выбросов эквивалента  $\text{CO}_2$ ). Средний показатель этих потерь по этим пяти исследованным объектам составил 0,0045 млн т/г выбросов эквивалента  $\text{CO}_2$  вследствие чрезмерного дренажа из резервуаров хранения. Таким образом, несмотря на то, что чрезмерные потери при хранении не происходят на всех объектах, на тех объектах, на которых они все же возникают, объемы выбросов значительно увеличиваются, что, в свою очередь, делает мероприятия по снижению выбросов экономически выгодными. Частотность таких ситуаций достаточно высока, чтобы служить основанием для освоения таких источников.

Ниже приведен список возможных инженерных решений, заслуживающих рассмотрения:

- Оптимизация процесса
- Вакуумные предохранительные клапаны
- Понтоны
- Системы контроля испарения
- Башни рекуперации пара.

Программа Natural Gas Star предоставляет дополнительную, более конкретную информацию о технологиях снижения выбросов, применимых для резервуаров хранения; резюме приведено в Таблица 5 ниже.

**Таблица 5: Документы Natural Gas Star по экономичным вариантам сокращения выбросов CH<sub>4</sub> из резервуаров.**

Наименование материала	Капитальная стоимость (USD)	Оценочная окупаемость	Совместимые сегменты промышленности			
			Добыча	Сбор и переработка	Транспортировка	Дистрибуция
Convert Water Tank Blanket from Natural Gas to Produced CO <sub>2</sub> Gas, PRO Fact Sheet #503 [Преобразование газовой подушки резервуара для воды из природного газа в добытый CO <sub>2</sub> — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №503] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-water-tank-blanket-natural-gas-produced-co2-gas">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-water-tank-blanket-natural-gas-produced-co2-gas</a> ).	\$1000 – \$10 000	0–1 год	✓			
Eliminate Unnecessary Equipment and/or Systems, Pro Fact Sheet #504 [Удаление ненужного оборудования и/или систем — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №504] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/eliminate-unnecessary-equipment-andor-systems">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/eliminate-unnecessary-equipment-andor-systems</a> ).	\$1000 – \$10 000	0–1 год	✓	✓	✓	✓
Recovery Gas from Pipeline Pigging Operations, PRO Fact Sheet #505 [Рекуперация газа в ходе работы со скребками в трубопроводах — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №505] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/recover-gas-pipeline-pigging-operations">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/recover-gas-pipeline-pigging-operations</a> ).	\$10 000 – \$50 000	0–1 год	✓	✓	✓	
Recovery Gas During Condensate Loading, PRO Fact Sheet #502 [Рекуперация газа в ходе наливания конденсата — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №502] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/recover-gas-during-condensate-loading">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/recover-gas-during-condensate-loading</a> ).	<\$1000	1–3 года	✓	✓	✓	

Наименование материала	Капитальная стоимость (USD)	Оценочная окупаемость	Совместимые сегменты промышленности			
			Добыча	Сбор и переработка	Транспортировка	Дистрибуция
Install Pressurized Storage of Condensate, PRO Fact Sheet #501 [Установка систем хранения конденсата под давлением — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №501] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-pressurized-storage-condensate">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-pressurized-storage-condensate</a> ).	\$10 000 – \$50 000	1–3 года	✓	✓	✓	
Установки для улавливания паров на резервуарах хранения — извлеченные уроки ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/installing-vapor-recovery-units-storage-tanks">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/installing-vapor-recovery-units-storage-tanks</a> ).	>\$50 000	1–3 года	✓			

Дополнительные методические указания по сокращению выбросов, связанных с нефтяными резервуарами, содержащими стабилизированные продукты, доступны в материале CCAC *Technical Guidance Document Number 6: Unstabilized Hydrocarbon Liquid Storage Tanks* (CCAC 2017f) (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-6-unstabilized-hydrocarbon-liquid-storage-tanks>).

### 3.1.3.1 Оптимизация процесса

Можно оптимизировать ряд переменных процесса в целях сведения к минимуму потерь при хранении, равно как и габариты и стоимость дополнительных средств снижения выбросов, которые могут понадобиться. При возникновении потерь вследствие испарения паров, значительную выгоду можно извлечь из сокращения следующих переменных:

**Давление паров нефтепродукта, подлежащего хранению.** Можно рассмотреть три варианта сокращения этого фактора, как то:

- Снизить рабочее давление в первом сосуде до резервуаров. Первоначальное давление паров жидких углеводородов будет равным этому давлению на большинстве объектов нефтегазовых промыслов. Возможны определенные уступки между повышением потребностей в энергии (например, повышенные требования к насосам и компрессорам) в других частях процесса и сокращением потерь при хранении; однако это решение может оказаться полезным во многих случаях.

- Установить колонну рекуперации паров (или газосепаратор) (тж. см. раздел 3.1.3.5) непосредственно на входе в резервуары хранения, и подключить трубопровод для отходящих газов к факельной системе. Колонна рекуперации паров — это поднятый двухфазный сепаратор, работающий при давлении, точно достаточным для увлечения паров в факельную систему низкого давления, и расположенный на достаточной высоте для того, чтобы нефть стекала в резервуар под действием силы тяжести. Данный подход может устранить потребность в установке дорогостоящей системы рекуперации паров на резервуарах.
- Установить стабилизатор до входа в резервуары. Данное решение можно рассматривать применительно к системам хранения как сырой нефти, так и углеводородного конденсата. Целесообразно только на объектах, где отходящий газ (или верхние газы) поддаются консервированию или утилизации.

**Объемы нефтепродуктов, подлежащих хранению.** На компрессорных станциях может быть целесообразно лишь откачивать жидкие углеводороды из скрабберов и закачивать в отводный трубопровод компрессора, вместо приобъектного резервуара хранения. Это позволит обеспечить более централизованную работу с жидкостями, но может быть целесообразным только в том случае, если объемы жидкостей относительно малые по сравнению с объемами газа.

Тот же вариант можно рассмотреть для промысловых дегидраторов. Однако в этом случае необходимо проявлять осторожность. Конденсат во входном сепараторе содержит растворенную воду. Этой воды может оказаться достаточно для того, чтобы вызвать проблемы, даже несмотря на то, что газ дегидрирован. Также может понадобиться дегидрация конденсата.

**Пиковые объемы выбросов.** Рециклирование продукта назад в сепаратор в промысловых парках позволяет нефти реабсорбировать растворенный газ, тем самым увеличивая потери вследствие испарения паров. Как следствие, любые меры, предпринятые для сокращения объема рециркуляции нефти, будут иметь положительный эффект. Как правило, 10–15 процентов добытой нефти проходит рециркуляцию, обычно партиями. Поскольку любые необходимые пристраиваемые средства снижения выбросов будут подогнаны по размеру для максимальной интенсивности выбросов, будет целесообразным свести к минимуму реальную скорость накачки во время рециркуляционных работ.

Та же логика применима к поставочным партиям нефти, которые могли завезти на объект в автоцистерне для обработки или очистки.

Также возможно сведение к минимуму удаления паров из резервуара вследствие падения и повышения поверхности жидкости (т.е. производственные потери) путем составления надлежащего графика наполнения, опорожнения и рециркуляции. Например, отгрузка продукта из резервуара, пока идет его наполнение, сократит чистое изменение уровня жидкости и объемов производственных потерь.

Если до хранения продукт был выветрен или стабилизирован, потерь вследствие испарения паров ожидать не следует, и целесообразно рассмотреть возможность сокращения следующих факторов:

- **Температура хранения.** Снижение температуры хранения нефтепродукта приведет к снижению давления паров продукта, тем самым снижая интенсивность испарения. Температуру хранения можно понизить путем нанесения отражающей краски на внешнюю поверхность резервуара, понижения установленный порог обогревателей резервуара, и, возможно, понижая пороговую точку всех технологических обогревателей, находящихся до резервуара.
- **Площадь открытой поверхности жидкости.** На многих старых объектах, резервуары обычно предусмотрены в габаритах, превышающих объемы производства. Замена этих резервуаров на более подходящие резервуары меньшего диаметра приведет к сокращению потерь от испарения на процент изменения площади поперечного сечения, а также, в гораздо меньшей степени, к сокращению производственных потерь. Соответственно, эта стратегия будет наиболее полезна в случае резервуаров с низкой оборачиваемостью содержимого (например, резервуары для отбросных или отработанных нефтепродуктов).

Потенциал сокращения выбросов через оптимизацию технологического процесса в значительной мере зависит от срока эксплуатации и проекта завода, технического обслуживания и технологических режимов, подготовки персонала и серьезности намерений руководства.

---

### 3.1.3.2 Вакуумные предохранительные клапаны

Вакуумный предохранительный клапан — это устройство, предназначенное для регулирования вывода паров и притока воздуха в резервуары с режимом хранения на уровне атмосферного давления, или близкого к атмосферному. Клапан допускает небольшое повышение давления или вакуум (как правило, до 30 см давления водяного столба), а затем переводится в открытое положение, чтобы обеспечить сброс давления или вакуума в резервуаре. При задействовании, клапан остается в открытом положении до нормализации давления в резервуаре до заданного диапазона.

В дополнение к защите резервуара от вредных эффектов избыточного давления или избыточного вакуума, устройство способствует защите от определенных видов потерь от испарения — в частности, потерь от испарения при хранении и, в меньшей степени, производственных потерь. Однако подобные системы не дают серьезного контроля над выбросами в условиях значительных потерь вследствие испарения паров, или недостаточной плотности пара в резервуаре.

---

### 3.1.3.3 Понтоны

Понтон — это непроницаемое тарелкообразное устройство, которое свободно плавает на поверхности жидкости. Понтон сокращает потери от испарения при хранении, выступая в качестве барьера.

Понтон оснащен автоматическими разгружающими отводами, которые не допускают накопления газа снизу (например, растворенного газа или газовых пробок из трубопровода), поскольку в противном случае понтон может перевернуться, увязнуть или



затонуть. Эти патрубки также нужны для выравнивания давления парового пространства по всей площади понтона, когда он приземляется на свои опоры, или отплывает от них. Ножки или подвешенные тросы используются для удерживания понтона на определенном расстоянии от дна резервуара, во избежание повреждения фитингов под понтоном, а также чтобы обеспечивать доступ для чистки или ремонта резервуара.

Поскольку используются патрубки и существует необходимость эксплуатации резервуаров при давлении близком к атмосферному, понтон действенен только для сокращения производственных потерь и потерь от испарения при хранении; понтон не предотвращает потери вследствие испарения паров. Таким образом, полезность понтона ограничена приложениями, связанными с нефтепродуктами с реальным давлением паров ниже атмосферного давления среды (например, выветренные или стабилизированные нефтепродукты).

Результативность понтона (за исключением потерь при испарении паров) определяется тем, насколько хорошо он обеспечивает паронепроницаемый барьер на поверхности жидкости. Как правило, потери возникают при испарении в промежутках между стенками резервуара и периметром понтона, а также сквозь пространства болтовых креплений и фитингов, проходящих сквозь понтон. Кроме того, жидкость, прилипающая к стенкам в процессе опускания понтона при извлечении продукта, подвержена испарению. Механизмы изоляции и очистки способствуют сокращению этих потерь, но радиальные вариации форм резервуара и конструкция фитингов понтона кардинальным образом снижают вероятность обеспечения полной паронепроницаемости.

Проблемы могут возникнуть при использовании оснащенных понтонами резервуаров для хранения тяжелой парафинистой сырой нефти. Твердый парафин обычно прилипает к оболочке при спускании понтона, а затем плавится и стекает на понтон и изоляционный механизм, при нагревании стенок резервуара на солнце. Это может представлять пожарную опасность, а также приводить к загрязнению некоторых фитингов понтона. Также, при использовании твердых уплотнителей, они могут отскабливать парафин со стенок на понтон, тем самым усугубляя ситуацию, или же понтон может увязнуть в накопившемся парафине. При этом риск возникновения этих проблем намного больше на внешних понтонах, поскольку они в большей степени подвержены загрязнениям и требуют использования более жестких уплотнителей, в отличие от внутренних понтонов (US EPA 1987).

При возникновении этих проблем, резервуары с внутренними понтонами поддаются изоляции, и могут быть оснащены паровыми змеевиками, чтобы удерживать парафин в растворе. Тем не менее, это сопряжено с повышенными эксплуатационными затратами, а также требует источник пара.

---

#### 3.1.3.4 Система улавливания паров

Системы улавливания паров (VCCS) предназначены для улавливания паров, с последующей их рекуперацией или удалением из хранимого продукта. Они также могут способствовать сокращению испарения на поверхности жидкости, путем улучшения



контроля высоких концентраций паров углеводородов над жидкостью. Таким образом, работать придется с меньшими объемами паров, чем в условиях свободной вентиляции.

Системы улавливания паров подходят для любых видов хранения нефтепродуктов, однако особенно хорошо сочетаются с методами хранения, для которых характерны значительные потери вследствие испарения паров.

При проектировании любой такой системы важно учитывать потенциал конденсации в паросборном трубопроводе. Принято проектировать паросборный трубопровод таким образом, чтобы он под наклоном примыкал к каплеотбойному сепаратору, в котором бы конденсат накапливался и удалялся. Также важно использовать стойкие к коррозии материалы для трубопровода (например, пластик, нержавеющей сталь или углеродистую сталь с внутренним покрытием). Трубы из углеродистой стали без внутреннего покрытия подвержены коррозии в данных приложениях. Продукты коррозии могут накапливаться в трубопроводе и мешать потоку ввиду загрязнения устройств, таких как пламегасители или гасители детонации. В холодных климатических условиях, в случае если опоры трубной эстакады не спроектированы с расчетом на вспучивание при замерзании, у трубной эстакады может нарушиться первоначальная вертикальная ориентация, и возникнуть несколько мест, в которых может скапливаться жидкость и мешать потокам пара.

Кроме того, конденсат, формирующийся в системе сбора пара, может быть очень летучим и плохо поддающимся откачке. Соответственно, может понадобиться дренажная система высокого давления для возвращения жидкости в промышленные резервуары или другие подходящие емкости.

Как правило, по стандартам, минимальная эффективность систем контроля паробразования должна составлять 95%.

---

### 3.1.3.5 Колонны для улавливания паров

Колонна для улавливания паров — это вертикальный сосуд, предназначенный для вывода и удаления газов, которые могут находиться в растворе или могли быть увлечены в жидкие углеводороды, подлежащие хранению. Она располагается непосредственно перед принимающим резервуаром или несколькими резервуарами. Газовый трубопровод напрямую соединяет верх сосуда с системой улавливания паров. Находящийся снизу жидкостный трубопровод напрямую соединен с промышленными резервуарами. Некоторые сосуды оснащены несколькими рейками, в целях обеспечения полного испарения растворенного газа.

Проектное рабочее давление колонны улавливания паров приближено к атмосферным условиям, и немного выше давления системы улавливания паров промышленного резервуара (например, 15–30 см водяного столба). Статическое давление сосуда по проекту составляет порядка 40 кПа. Соответственно, аппарат можно эксплуатировать в условиях более широкого диапазона давлений, в отличие от промышленных резервуаров, и колонна намного меньше подвержена повреждению в случае нарушения или выведения из строя какой-либо системы. Фактическое рабочее давление сосуда зависит от количества механических потерь на протяженности паросборного трубопровода, а также от давления на всасывании и емкости устройства контроля.

Для устранения потребности в насосах, сосуд либо размещается на достаточной высоте над полом, либо для него предусматривается достаточно высокая конструкция, чтобы жидкость, под действием силы тяжести, стекала в резервуары. Как правило, сосуд должен быть как минимум на 5 метров выше промышленных резервуаров, чтобы преодолевать механические потери в соединяющем трубопроводе и контрольном клапане.

Жидкие углеводороды поступают в колонный компенсатор с реальным давлением паров порядка 250–400 кПа (т.е., абсолютное рабочее давление следующего сосуда — а именно, сепаратора или входного сепаратора), и выходят с реальным давлением паров порядка 90–100 кПа (т.е., близко к атмосферному давлению среды). Следовательно, продукт, подлежащий хранению, все равно достаточно летучий. Поэтому необязательно, что использование колонны улавливания парогазовой смеси исключит потребность в оснащении промышленных резервуаров определенным средством снижения выбросов. Преимуществами колонны для улавливания паров является простота, защита резервуаров от возможного повреждения от давления, вызванного неожиданными газовыми пробками, а также сравнительная дешевизна реализации, если к системе улавливания паров подключено много резервуаров.

Ограничивающим фактором колонны для улавливания паров является ее непригодность для выпуска растворенного газа из тяжелой вязкой нефти, в особенности природного битума (т.е., время пребывания на объекте недостаточно для достижения равновесия системы «жидкость-пар»).

## 4 Возможности сокращения выбросов, заслуживающие внимания: №2 — Неорганизованные выбросы из установок

Неорганизованные выбросы из установок (например, как показано на рис. 8 ниже) — это непредусмотренные утечки из компонентов оборудования, включая, помимо прочих, следующие детали: клапаны, фланцы и другие соединительные детали; насосы, компрессоры, устройства для сброса давления, технологические выпуски, сквозные клапаны, дегазационные патрубки, патрубки компрессорных уплотняющих систем, патрубки цистерны-накопителя, уплотнители перемешивателя и уплотнители смотровых дверей. Возникшая утечка остается постоянным источником выбросов, пока не будет устранена.

**Рисунок 8: Фотография с помеченными неорганизованными утечками из установок на газоперерабатывающем заводе.**



В том, что касается утечек, важно отметить следующие закономерности и факторы:

- Компоненты систем на топливном газе обычно в большей степени подвержены утечкам, чем компоненты систем на технологическом газе. Это, вероятно, является следствием более низкой степени ухода и внимания, а также применения менее качественных деталей в приложениях на топливном газе.

- Риск утечек показывает тенденцию к увеличению по мере увеличения степени токсичности технологической жидкости, и в случае если газ одорирован. Таким образом, частота утечек деталей оборудования, работающего в сероводородосодержащих средах, значительно ниже, чем компонентов в кислотонезащищенных средах. На сернистых газовых заводах, лишь малая доля установок объекта действительно работает в присутствии сернистых соединений.
- Уплотнение шпинделя на регулирующих клапанах обычно чаще протекает, чем на блокировочных клапанах.
- Гидромеханический регулятор<sup>3</sup> на компрессорном приводе обычно является наиболее часто протекающим компонентом в системе регулирующих клапанов. Интенсивность утечек этих деталей составляет 0,479 килограммов в час (кг/ч) на источник, в сравнении с 0,049 кг/ч на источник на остальных регулирующих клапанах, и 0,011 кг/ч на источник на блокировочных клапанах.
- Выбросы возникают чаще у тех деталей, которые работают в условиях частого циклического температурного воздействия, вибраций или сверхнизких температур.

## 4.1 Рекомендуемые проверки

Оптимальной практикой является проведение тщательного исследования на предмет утечек в рамках проверки, поскольку эти выбросы зачастую проще всего и выгоднее всего контролировать, и они чаще всего не требуют капитальных расходов. Кроме того, утечки в большей степени склонны представлять угрозу безопасности, нежели остальные категории возможностей, представленные в данном материале.

### 4.1.1 Источники повышенного риска

Важно понимать, что у различных типов компонентов в различных приложениях будут разные потенциалы утечек (т.е., разные вероятности возникновения утечек и разная интенсивность утечки, в случае уже имеющейся утечки). Как правило, большинство выбросов, происходящих вследствие неорганизованных утечек из оборудования на объекте, возникают из немногочисленных больших источников, а не из многочисленных малых источников. Хотя и в теории любой компонент может стать большим источником утечек, наиболее вероятными большими источниками являются следующие:

- Отверстия уплотнителя компрессора
- Вакуумные предохранительные клапаны
- Утечка в системы периодических выбросов и факельного сжигания
- Протекающие вакуумные предохранительные клапаны, пробоотборные люки и крышки гидрометрических колодцев на резервуарах, оснащенных газовой подушкой.

---

<sup>3</sup> Регулятор привода управляет скоростью привода, а в некоторых генераторных приложениях — нагрузкой генератора. Гидромеханические регуляторы механически снимают скорость привода, и используют масляное давление привода для гидравлического приведения в движение исполнительного механизма, контролирующего подачу топлива к цилиндрам.

Соответственно, эти компоненты требуют предельного внимания. Так, в Таблица 6 представлен образцовый перечень характеристик газопроводной системы. Клапаны и соединительные детали составляют абсолютное большинство номенклатуры деталей (97,96%), но на их долю приходится лишь относительно небольшие выбросы (13,0%), тогда как разомкнутые линии, системы продувки и уплотнители компрессоров составляют лишь очень малую часть номенклатуры деталей (1,7%), но на их долю приходится 86,7% всех выбросов.

К сожалению, компоненты, представляющие наибольший риск утечек, также зачастую наиболее труднодоступные, в связи с чем они часто исключаются из исследования на герметичность, приводя тем самым к потере значительной возможности снижения выбросов. В этой связи важно заранее согласовать с объектом варианты предоставления особой помощи в получении доступа к источникам утечек повышенного риска. В идеале, производственные объекты должны стремиться к установке мониторинговых окон удобного доступа, пробных линий или постоянно действующих инженерных решений для мониторинга с КИПиА в интересах упрощения процесса самопроверки данных компонентов.

**Таблица 6: Пример статистики по утечкам на газопроводном объекте.**

Основная категория	Подкатегория	Типичная частота утечек (%)	Доля номенклатуры деталей (%)	Доля всех утечек (%)
Соед. детали	Все	1,21	87,33	6,06
Клапаны	Контрольные клапаны	14,65	0,27	1,34
	Блок. клапаны	3,98	10,36	5,63
Разомкнутые линии	Все	Н/д	1,33	28,27
Устройства сброса давления	Все	14,65	0,20	14,21
Регуляторы давления	Все	16,28	0,30	0,25
Продувочные системы	Вытеснительная станция или компрессор	73,53	0,08	18,38
	Разгерм. поршневой компрессор	73,33	0,00	0,00
	Разгерм. центробежный компрессор	61,11	0,00	0,00
Уплотнители компрессоров	Поршневой компрессор	86,11	0,06	10,62
	Центробежный компрессор	95,23	0,07	15,24
Измерители расхода	Расходомерные диафрагмы	20,19	0,00	0,00
	Другое	2,63	0,00	0,00
Все	Все	100	100,00	100,00

Источник: По данным исследовательских программ, финансируемых канадской организацией Canadian Energy Partnership for Environmental Innovation (CEPEI) в 2007 году и ранее.

Ниже приведены особые факторы, которые необходимо учитывать при проверке выбранных компонентов повышенного риска утечек:

- Риск утечки из системы продувки компрессора ниже в том случае, если компрессор под давлением. В случае если он находится под давлением, утечки возникают только после седла клапана продувки. В противном случае, утечки возникают после седел впускной и выпускной запорных задвижек.
- При проверке уплотнителей компрессоров, важно проверять отверстия упаковочный корпус, дистанционную деталь и дренажную емкость смазочного масла (или емкость дегазации) на предмет выбросов.
- Компрессоры с системой рекуперации уплотняющего газа, как правило, оснащены отверстием для сброса давления при выпуске уплотняющего газа, по объему превышающего емкость системы рекуперации. На предмет наличия утечек необходимо проверять эти отверстия, а также отверстие картера компрессора (т.е., на поршневых компрессорах).

#### 4.1.2 Компоненты пониженного риска

Компоненты с низким потенциалом возникновения утечки, такие как соединительные детали и сальники штока клапана, реже становятся источниками больших утечек, но периодически могут быть значительными источниками утечек. Ниже приведены примеры такого рода ситуации, или иных неожиданных факторов утечек:

- Недостаточно затянутые соединительные детали после остановочного ремонта или обслуживания завода, что можно упустить из виду по причине большого фонового шума или труднодоступности компонента или его нахождения в месте, куда редко приходит персонал (например, на большой высоте или на площадках для труб);
- Возникающие в узлах или трубах дыры вследствие коррозии, истирания или повреждения;
- Ненадлежащим образом установленные или неустановленные компоненты (например, манометр, извлеченный в ходе технического обслуживания, не установлен обратно в свое окно, а клапан у окна находится в открытом или частично открытом положении);
- Серьезный сбой системы уплотнения шпинделя клапана (например, разрыв материала уплотнения).

Соответственно, рекомендуется проведение исследований и в отношении компонентов с пониженным риском утечек.

## 4.2 Замеры

Утечки метана обнаруживаются в ходе формальных проверок на герметичность, используя принятые US EPA приемы Метод 21 (US EPA 2017) (<https://www.epa.gov/emc/method-21-volatile-organic-compound-leaks>) и/или с использованием инфракрасных камер системы оптической визуализации газа (OGI), в



соответствии с выпущенным US EPA материалом *Alternative Work Practice (AWP) to Detect Leaks from Equipment* (EPA 2008) (<https://www.federalregister.gov/documents/2008/12/22/E8-30196/alternative-work-practice-to-detect-leaks-from-equipment>). Дополнительные методические указания предложены в отчете US EPA (2007) под названием *Leak Detection and Repair: A Best Practices Guide* (<https://www.epa.gov/compliance/leak-detection-and-repair-best-practices-guide>).

Метод 21 US EPA предусматривает применение переносных газовых датчиков и испытаний на образование пузырей с целью обнаружения точек разгерметизации технологического оборудования, в связи с которыми возникают неорганизованные выбросы в атмосферу. Группа проверки должна непосредственно взаимодействовать с исследуемыми компонентами, но некоторые детали не проходят проверку, потому как находятся в недоступных местах. Кроме того, могут остаться непроверенными неожиданные точки разгерметизации (например, треснувшие сварочные швы, дыры от коррозии и истирания, точки механического повреждения и т.д.).

Камеры оптической визуализации газа обеспечивают меньшую чувствительность в сравнении с приемами Метода 21, но позволяют проверять компоненты намного быстрее, а также проверять недоступные детали с небольшого расстояния. Сравнение этих двух подходов было представлено на проведенной US EPA в 2015 году практической конференции Gas STAR Annual Implementation Workshop, в рамках доклада Т. Trefiak из компании Target Emissions, под заголовком *LDAR Case Study Comparison of Conventional Method 21 Vs Alternative Work Practice* (US EPA 2015) (<https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/ldar-case-study-comparison-conventional-method-21-vs-alternative-work>). На этой презентации показано, что несмотря на более низкую чувствительность, камера оптической визуализации газа более результативна в обнаружении утечек — в частности, (1) более крупных утечек, на которые приходится львиная доля выбросов и (2) неожиданных точек утечек. Кроме того, стоимость исследований с использованием оптической визуализации газа на 28% ниже, чем стоимость исследований по Методу 21.

Сейчас находятся в разработке новые методики, предусматривающие применение дронов и удаленных датчиков. Эти технологии лучше подходят для скрининга всего объекта, с целью определения, какие участки необходимо проверить с помощью детальных альтернативных технологических приемов или исследований по методу 21.

Количественное выражение утечек позволяет осуществить ранжирование выявленных утечек в ремонтных целях, экономический анализ отдельных ремонтных задач и мониторинг общей результативности программы обнаружения и устранения утечек в динамике. Среди технологий, используемых для количественной оценки утечек, можно выделить систему Hi-Flow Sampler и метод «бэггинг». Утечки в системы сброса и факельного сжигания можно количественно выразить путем применения приемов, разобранных в разделе 5.2.

Дополнительные сведения о приемах обнаружения и количественной оценки утечек содержатся в отчете CCAC *Conducting Emissions Surveys, Including Detection and Quantification Equipment (Appendix A of the OGMP Technical Guidance Documents)* (CCAC 2017j) (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/conducting-emissions-surveys-including-emission-detection-and-quantification-equipment>).

Канадская ассоциация нефтепроизводителей (CAPP) подготовила отчет из серии Best Management Practice (BMP) под названием *Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities* (Борьба с неорганизованными выбросами на объектах разведки и добычи нефти и газа), январь (CAPP 2007) (<https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/116116>), в котором разобрала приемы обнаружения, измерения и борьбы с неконтролируемыми выбросами на нефтегазовых объектах. CAPP также выпустила передовую методику BMP для Программ по обнаружению утечек в трубопроводах (CAPP 2018) (<https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/310502>).

### 4.3 Потенциал сокращения

В ходе полевых исследований выяснилось, что работа по реализации возможностей контроля утечек с окупаемостью от 1 года сама по себе способна снизить неорганизованные выбросы на 70% и более. Необходимо устранять любые утечки, которые поддаются быстрому устранению; однако очевидно, что акцент необходимо делать на обнаружении и борьбе с немногочисленными большими утечками на объектах.

Хорошей методикой является ежегодная проверка всех компонентов и проверка компонентов повышенного риска образования утечек с достаточно более высокой частотностью, соразмерно повышенному риску. Кроме того, отдельные детали оборудования, прошедшие ремонт, тех. обслуживание или замену, или демонтаж, подлежат проверке на предмет утечек после возвращения в эксплуатацию под давлением.

В случае если ремонт протекающей детали был по какой бы то ни было причине отложен, эта деталь должна быть поставлена на контроль, хотя бы ежемесячно, или чаще, по мере необходимости, с тем чтобы убедиться в том, что ее состояние не представляет угрозы безопасности на производстве. В рамках контроля (мониторинга), необходимо удостовериться в том, что утечка не вызывает срабатывания условий тревоги о наличии высокого процента нижнего предела взрываемости в неклассифицированных зонах (например, с помощью индивидуального дозиметра или других детекторов горючих газов).

Таблица 7 содержит методические указания по организации программ специальной (целевой) инспекции и технического обслуживания для различных категорий объектов.



**Таблица 7: Документы US EPA из серии Natural Gas STAR по проведению специальной инспекции и технического обслуживания.**

Наименование материала	Капитальная стоимость (USD)	Оценочная окупаемость	Совместимые сегменты промышленности			
			Добыча	Сбор и переработка	Транспортировка	Дистрибуция
Conduct Directed Inspection and Maintenance at Remote Sites, PRO Fact Sheet #901 [Проведение специальной инспекции и технического обслуживания на удаленных объектах — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №901] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/conduct-directed-inspection-and-maintenance-remote-sites">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/conduct-directed-inspection-and-maintenance-remote-sites</a> ).	<\$1000	0–1 год			✓	✓
Directed Inspection and Maintenance at Gate Stations and Surface Facilities, Lessons Learned [Специальная инспекция и тех. обслуживание на газораспределительных станциях и наземных объектах, извлеченные уроки] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/directed-inspection-and-maintenance-gate-stations-and-surface-facilities">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/directed-inspection-and-maintenance-gate-stations-and-surface-facilities</a> ).	\$1000 – \$10 000	0–1 год			✓	✓
Directed Inspection and Maintenance at Compressor Stations, Lessons Learned [Специальная инспекция и тех. обслуживание на компрессорных станциях, извлеченные уроки] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/directed-inspection-and-maintenance-gate-stations-and-surface-facilities">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/directed-inspection-and-maintenance-gate-stations-and-surface-facilities</a> ).	\$10 000 – \$50 000	0–1 год			✓	✓

Наименование материала	Капитальная стоимость (USD)	Оценочная окупаемость	Совместимые сегменты промышленности			
			Добыча	Сбор и переработка	Транспортировка	Дистрибуция
Directed Inspection and Maintenance at Gas Processing Plants and Booster Stations, Lessons Learned [Специальная инспекция и тех. обслуживание на газоперерабатывающих заводах и передаточных станциях] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/directed-inspection-and-maintenance-gas-processing-plants-and-booster">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/directed-inspection-and-maintenance-gas-processing-plants-and-booster</a> ).	\$10 000 – \$50 000	1–3 года		✓		

Инспекции на основе визуального, звукового и обонятельного анализа силами персонала объекта должны проводиться регулярно в качестве мероприятий по обнаружению утечек, в интервалах между формальными проверками на герметичность — внутри и снаружи каждого действующего производственного корпуса, вокруг всех производственных установок и вдоль всех наземных трубопроводов, с целью проверки на предмет признаков следующих явлений:

- Обмерзание или выпотевание клапанов и устройств сброса давления, подключенных к вытяжным линиям;
- Зрительно заметные следы пара или капельная протечка деталей оборудования;
- Неполное закрытие подключенных к вытяжным или разомкнутым линиям клапанов, которые должны быть закрыты, при штатной эксплуатации;
- Компоненты (например, крышки, пробки, манометры и т.д.), которые были временно извлечены для проверки, тех. обслуживания или иных целей, и которые не были возвращены на место;
- Незажженные запальные горелки на оборудовании с огневым подводом (например, линейных подогревателей) и незажженные факелы;
- Запахи в помещениях и по ветру от трубопроводов и технологического оборудования;
- Звуки, указывающие на наличие утечки.

Инспекции с использованием органов обоняния, слуха и зрения могут оформляться либо в качестве дополнения к имеющимся контрольным листам эксплуатирующей организации, либо с использованием форм профилактики и тех. обслуживания, в которых указывается дата проведения такого рода инспекций.

В Таблица 8 ниже приводятся сведения из программы US EPA Natural Gas Star касаяемо контрольных технологий, применимых в отношении различных видов неорганизованных утечек оборудования.

**Таблица 8: Документы US EPA Natural Gas Star по экономически эффективным вариантам борьбы с различными видами неорганизованных утечек.**

Наименование материала	Капитальная стоимость (USD)	Оценочная окупаемость	Совместимые сегменты промышленности			
			Добыча	Сбор и переработка	Транспортировка	Дистрибуция
Wet Seal Degassing Recovery System for Centrifugal Compressors, PRO Fact Sheet [Брошюра по системам дегазации и рекуперации для жидких уплотнителей центробежных компрессоров — Справочная брошюра PRO Fact Sheet] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/wet-seal-degassing-recovery-system-centrifugal-compressors">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/wet-seal-degassing-recovery-system-centrifugal-compressors</a> ).	\$33 000 (1 компрессор) \$90 000 (4 компрессора)	0–1 год	✓	✓	✓	
Reducing Methane Emissions from Compressor Rod Packing Systems, Lessons Learned [Сокращение выбросов метана из систем уплотнения штоков компрессоров — извлеченные уроки] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/reducing-methane-emissions-compressor-rod-packing-systems">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/reducing-methane-emissions-compressor-rod-packing-systems</a> ).	\$1000 – \$10 000	0–1 год	✓	✓	✓	
Test and Repair Pressure Safety Valves, PRO Fact Sheet #602 [Испытания и ремонт клапанов сброса давления — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №602] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/test-and-repair-pressure-safety-valves">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/test-and-repair-pressure-safety-valves</a> ).	<\$1000	0–1 год	✓	✓	✓	✓

Наименование материала	Капитальная стоимость (USD)	Оценочная окупаемость	Совместимые сегменты промышленности			
			Добыча	Сбор и переработка	Транспортировка	Дистрибуция
Eliminate Unnecessary Equipment and/or Systems, PRO Fact Sheet #504 [Удаление ненужного оборудования и/или систем — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №504] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/eliminate-unnecessary-equipment-andor-systems">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/eliminate-unnecessary-equipment-andor-systems</a> ).	\$1000 – \$10 000	0–1 год	✓	✓	✓	
Replace Compressor Cylinder Unloaders, PRO Fact Sheet #106 [Замена разгрузчиков цилиндров компрессоров — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №106] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replace-compressor-cylinder-unloaders">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replace-compressor-cylinder-unloaders</a> ).	\$10 000 – \$50 000	1–3 года	✓	✓	✓	
Replacing Wet Seals with Dry Seals in Centrifugal Compressors, Lessons Learned [Замена жидких уплотнителей на механические в центробежных компрессорах — извлеченные уроки] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replacing-wet-seals-dry-seals-centrifugal-compressors">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replacing-wet-seals-dry-seals-centrifugal-compressors</a> ).	>\$50 000	1–3 года	✓		✓	
Install BASO Valves, PRO Fact Sheet #604 [Установка клапанов BASO — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №604] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-baso-valves">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-baso-valves</a> ).	<\$1000	0–1 год	✓			

Наименование материала	Капитальная стоимость (USD)	Оценочная окупаемость	Совместимые сегменты промышленности			
			Добыча	Сбор и переработка	Транспортировка	Дистрибуция
Perform Valve Leak Repair During Pipeline Replacement, PRO Fact Sheet #601 [Устранение утечек клапанов в ходе замены труб — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №601] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/perform-valve-leak-repair-during-pipeline-replacement">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/perform-valve-leak-repair-during-pipeline-replacement</a> ).	\$1000 – \$10 000	0–1 год			✓	✓
Replace Burst Plates with Secondary Relief Valves, PRO Fact Sheet #605 [Замена лопнувших пластин вторичными предохранительными клапанами — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №605] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replace-burst-plates-secondary-relief-valves">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replace-burst-plates-secondary-relief-valves</a> ).	\$1000 – \$10 000	0–1 год	✓	✓	✓	
Install Excess Flow Valves, PRO Fact Sheet #603 [Установка отключающих клапанов — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №603] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-excess-flow-valves">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-excess-flow-valves</a> ).	\$1000 – \$10 000	3–10 лет				✓

Дополнительные методики борьбы с выбросами из уплотнителей компрессоров и другими видами неорганизованных выбросов содержатся в следующих документах ССАС:

- *Technical Guidance Document Number 2: Fugitive Component and Equipment Leaks* (ССАС 2017b) [Тех. руководство по неорганизованным утечкам из оборудования и деталей] (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-2-fugitive-component-and-equipment-leaks>).
- *Technical Guidance Document Number 3: Centrifugal Compressors with “Wet” (Oil) Seals* (ССАС 2017c) [Тех. руководство по центробежным компрессорам с «жидкими» уплотнителями (масляными)] (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-3-centrifugal-compressors-%E2%80%9Cwet%E2%80%9D-oil-seals>).
- *Technical Guidance Document Number 4: Reciprocating Compressors Rod Seal/Packing Vents* (ССАС 2017d) [Тех. руководство по уплотнителям штоков поршневых компрессоров] (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-4-reciprocating-compressors-rod-sealpacking-vents>).

## 5 Возможности сокращения выбросов, заслуживающие внимания: №3 — Системы сброса и факельного сжигания

Системы сброса и факельного сжигания используются практически во всех сегментах нефтегазовой промышленности для двух базовых типов ликвидации отходящего газа: периодического и непрерывного. К периодическому типу могут относиться системы сброса отходящих газов в случаях аварийного сброса давления, при инициируемой оператором или аппаратно управляемой разгерметизации (например, разгерметизация тех. оборудования для целей проверки или тех. обслуживания, или разгерметизация трубопроводов для соединения секций), нарушения производственного процесса завода или системы, обслуживания или испытания скважин, прочистки труб скребками и плановой продувки аппаратуры, влагоотделителей и скрабберов. К непрерывному типу могут относиться работы по сбросу следующих газов:

- Попутный газ и/или пары из резервуаров хранения на объектах нефтедобычи, на которых консервация газа представляется нерациональной, или до оценки ее экономической целесообразности;
- Попутный газ скважин тяжелой нефти;
- Технологические отходы или побочные потоки, которые либо не представляют ценности (или представляют незначительную ценность), или рекуперация которых экономически неэффективна (например, сбрасываемый газ из установок осушки газа гликолем, кислотный газ из установок по десульфурации газа и иногда отходящие газы стабилизационных колонн);
- Сбрасываемые газы из питающихся газом устройств, для которых природный газ используется в качестве средства подвода (например, контуры управления КИПиА, инжекционные насосы для химреагентов, пробоотбиратели и т.д.).

Примером широко используемой открытой факельной системы на нефтегазовой добывающем объекте является факел, представленный на Рисунок 9 ниже.

Как правило, отбросные газы подвергаются факельному сжиганию если они представляют угрозу в плане запаха, вреда здоровья или нарушения безопасности; в противном случае они сбрасываются.

### 5.1 Рекомендуемые проверки

#### 5.1.1 Непрерывные сбросы или факельное сжигание

Непрерывные сбросы и факелы подлежат проверке для целей достоверного определения объемов сбрасываемого газа, а также чтобы определить, экономично ли консервировать или утилизировать газ в контексте текущей рыночной конъюнктуры. Кроме того, необходимо надлежащим образом проверять сам процесс, чтобы была возможность установить, соответствуют ли результаты замеров ожиданиям, и имеют ли место непредусмотренные способствующие факторы.

**Рисунок 9: Фотография типичного факела на нефтедобывающем объекте.**



---

### 5.1.2 Периодические сбросы или факельное сжигание

Основные проблемы систем периодического сброса или факельного сжигания:

- В них зачастую либо отсутствует расходомер, либо, если расходомер и имеется, то он ненадежный или предназначен для отслеживания пиковых потоков в ходе разгрузки или продувки. Низкие показания потока, регистрируемые в остальное время, обычно игнорируются и считаются шумом.



- При отсутствии контрольно-измерительной аппаратуры, сложно обнаружить чрезмерные остаточные потоки, особенно в исключительных случаях. Это отчасти обусловлено тем, что точка сброса расположена на определенной высоте и, как правило, недоступна. Кроме того, эти системы проектируются для масштабных продувок, промывок или сбросов давления, и поэтому значительно более слабые потоки не имеют заметных признаков зрительного, обонятельного или слухового свойства. Если остаточному расходу ничего не мешает сохраняться продолжительное время, то он может стать большим фактором увеличения выбросов и потерь ценного газа.
- Наконец, факелам требуется достаточная степень турбулентности на оголовке свечи, чтобы демонстрировать высокую эффективность уничтожения. Эффективность уничтожения при низком расходе, в свою очередь, намного ниже, чем в ходе факельного сжигания в проектных условиях.

---

#### 5.1.2.1 Утечка в системы сброса или факельного сжигания

Системы сброса и факельного сжигания необходимо проверять на предмет наличия утечек в сборный коллектор. В случае обнаружения остаточных потоков в коллекторе, необходимо провести дополнительные мероприятия по установлению точной причины утечки или остаточного расхода. Причина может заключаться в образовавшейся течи после седла подключенного предохранительного клапана давления или сбросного клапана; тем не менее, могло получиться так, что ручной сбросный или клапан продувочного газа мог быть оставлен частично или полностью открытым.

Прежде всего, объектам следует проработать возможность установки расходомеров, контрольных окон или реле расхода на системах периодического сброса или факельного сжигания, в целях обеспечения частой или постоянной самопроверки на предмет утечек в системы сброса или факельного сжигания.

В случае если сложно предотвратить значительные потери через коллектор системы сброса или сжигания, предприятиям следует рассмотреть возможность установки системы рекуперации для сброса и факельного сжигания.

---

#### 5.1.2.2 Чрезмерный расход продувочного газа

Все факелы необходимо проверить, чтобы удостовериться в надлежащем уровне расхода продувочного газа (т.е., достаточном для безопасного соблюдения минимальных требований). Ниже приведены конкретные факторы, требующие проверки или учета:

- На некоторых объектах используются выветриваемые газы из установок десульфуризации аминов или установок осушки гликолем в качестве замены или дополнительного источника продувочных газов. Это может привести к тому, что газа будет намного больше, чем требуется; в этой связи, необходимо провести проверку на предмет целесообразности консервирования этих газовых потоков и подачи того объема продувочного газа, который бы безопасно отвечал минимальным требованиям.

- Контрольной системой при подаче продувочного газа в факельную систему обычно является просто ручной клапан и, возможно, регулятор или пластина с отверстием постоянного диаметра, без какого-либо индицирования или мониторинга потока. В этих случаях принято придерживаться консервативного подхода, что может привести к расходу продувочного газа, значительно превышающего потребности. Часто рабочий персонал вручную регулирует расход продувочного газа, пока на оголовке свечи не будет заметно пламя достаточных размеров, без точного учета размера пламени, и не подозревая о том, что даже небольшое изменение размера пламени может быть результатом значительных изменений в объеме подаваемого продувочного газа.
- У многих факелов отсутствует газовый затвор, и это следует считать серьезным упущением. Газовый затвор — это устройство, устанавливаемое рядом с оголовком факельной трубы, и предназначенное для значительного сокращения минимального расхода продувочного газа, за счет чего предотвращается попадание воздуха назад в факел и связанное с этим воспламенение, которое может повредить оголовок факела и представлять угрозу для безопасности.
- При использовании факелов, оснащенных ненадежными запальными горелками или системами зажигания, рабочий персонал увеличивают расход продувочного газа для поддержания пламени на оголовке. Несмотря на то, что ручная регулировка — это простое и краткосрочное решение проблемы, она может в долгосрочной перспективе обернуться огромными затратами ввиду чрезмерного расхода топлива.

---

### 5.1.3 Системы обогащения факельного газа

Факельный газ иногда подвергается обогащению топливным газом либо в целях соответствия местным нормативным требованиям к минимальной теплотворной способности факельного газа (т.е., для обеспечения стабильного горения), либо для улучшения рассеивания атмосферных выбросов из факела (в особенности SO<sub>2</sub>) путем повышения термической плавучести. Устанавливаемая система обогащения факельного газа зачастую представляет собой ручную систему, спроектированную наподобие систем промывочного газа, в связи с чем могут возникать аналогичные проблемы (см. раздел 5.1.2.2), на предмет наличия которых необходимо проводить проверки.

---

### 5.1.4 Низкоэффективные запальные горелки в системах непрерывного или периодического факельного сжигания

За последние годы, благодаря технологическому прогрессу в проектировании дежурных горелок, их надежность, технические характеристики и рациональность в плане расхода топлива значительно увеличились. Необходимо оценить расход топлива имеющихся запальных горелок, чтобы выяснить, возможна ли значительная экономия путем перехода на более совершенную конструкцию.

## 5.2 Замеры

Следует применять выпущенное Глобальным партнерством по сокращению сжигания попутного газа (GGFR) (ГЧП-инициатива, возглавляемая Всемирным банком) (<http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>) руководство по измерению сбрасываемого и сжигаемого газа (GGFR 2008) (<http://documents.worldbank.org/curated/en/689451468158369316/Guidelines-on-flare-and-vent-measurement>).

## 5.3 Потенциал сокращения

В число полезных справочных материалов по сокращению сброса и факельного сжигания газа, а также оптимизации этих систем, входят следующие:

- CAPP. 2006. *Best Management Practices for Facility Flare Reduction*. [Передовая практика по сокращению факельного сжигания] (<https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/114231>).
- American Petroleum Institute (API). *Recommended Practice 521: Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems*. [Рекомендуемый метод 521: Руководство по системам сброса давления и разгерметизации] (<https://www.api.org/>).
- API. *Recommended Practice 520: Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries*. [Рекомендованный метод 520: Габариты, отбор и монтаж устройств сброса давления на НПЗ]
- API. *Recommended Practice 537: Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service*. [Рекомендованный метод 537: Подробно о факельном сжигании в контексте нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности]

Дополнительные сведения кратко изложены в Таблица 9.

**Таблица 9: Документация US EPA Natural Gas Star по экономным способам сокращения выбросов метана из систем сброса и факельного сжигания.**

Наименование материала	Капитальная стоимость (USD)	Оценочная окупаемость	Совместимые сегменты промышленности			
			Добыча	Сбор и переработка	Транспортировка	Дистрибуция
Redesign Blowdown Systems and Alter ESD Practices, PRO Fact Sheet #908 [Пересмотр продувочных систем и изменение регламентов аварийной остановки — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №908] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/redesign-blowdown-systems-and-alter-emergency-shutdown-practices">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/redesign-blowdown-systems-and-alter-emergency-shutdown-practices</a> ).	\$1000 – \$10 000	0–1 год			✓	
Install Flares, PRO Fact Sheet #904 [Установка факелов — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №904] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-flares">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-flares</a> ).	\$10 000 – \$50 000	0–1 год	✓		✓	
Install Electronic Flare Ignition Devices, PRO Fact Sheet #903 [Установка электронных устройств зажигания факелов — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №903] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-electronic-flare-ignition-devices">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-electronic-flare-ignition-devices</a> ).	\$1000 – \$10 000	1–3 года	✓	✓	✓	✓

Также Канадская ассоциация CAPP в 2006 году выпустила документ «Передовая практика в области сокращения факельного сжигания» (<https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/114231>).

## 6 Возможности сокращения выбросов, заслуживающие внимания: №4 — Горело-топочное оборудование

Подогреватели, бойлеры и двигатели широко используются во всей нефтегазовой промышленности. В совокупности они представляют собой основной источник выбросов ПГ, в силу большого расхода топлива. На большинстве объектов, природный газ, а иногда и даже нефть, извлекается из производственного процесса и используется в качестве топлива. В масштабах всего сектора, большинство такого топлива используется в приводах компрессоров, приводах насосов, подогревателях и бойлерах. В Таблица 10 приведены оценочные подсчеты распределения этого топлива по категории устройства.

В числе прочих топливных применений — использование подпиточного газа в потоках факельного газа для удовлетворения минимальных требований к теплотворности, вспомогательное топливо для сжигателей в целях обеспечения высокой эффективности уничтожения и/или для достижения минимальных температур в трубе для обеспечения благоприятного рассеивания загрязнителей в атмосфере; газ для запальных горелок, промывочный газ для коллектора при сбросе или факельном сжигании (см. раздел 5).

**Таблица 10: Процентное распределение по категории первичного источника в общем потреблении топлива в каждом секторе нефтегазовой промышленности.**

Сектор	Типичное процентное распределение по категории источника в общем расходе			
	Поршневые двигатели	Газовые турбины	Подогреватели/бойлеры	Сжигатели
Добыча нефти	40,0	0,0	60,0	0,0
Добыча газа	68,9	3,5	27,6	0,0
Добыча тяжелой нефти	0,0	0,0	100,0	0,0
Добыча природного битума	0,0	0,0	100,0	0,0
Объекты с низкосернистым газом	84,9	0,0	15,1	0,0
Объекты с сернистым газом — Факельное сжигание	17,5	11,4	71,1	0,0
Объекты с сернистым газом — Рекуперация	15,6	10,2	73,4	10,9
Перерабатывающие заводы	0,0	85,0	15,0	0,0
Транспортировка газа	5,3	94,3	0,4	0,0
Расход пропана	40,0	0,0	60,0	0,0

Источник: Colley et al. 1983. Alberta Oxides of Nitrogen Emissions Forecast: 1980-2000. A report prepared by Western Research Ltd. for Alberta Environment. Calgary Alberta.

## 6.1 Рекомендуемые проверки

Необходимо провести две ключевые оценки для определения экономически эффективных возможностей сокращения расхода топлива: (1) оптимизация процесса для сокращения тепловых нагрузок и нагрузок на двигатели и (2) оптимизация технологического процесса каждого подогревателя, бойлера, двигателя или сжигателя. Первый вид оценки может включать в себя проверку проекта объекта, с тем чтобы удостовериться в том, что предпринимаются все допустимые меры для рекуперации отходящего тепла и сведения к минимуму падений давления и рециркуляции. Кроме того, могут проводиться эталонные проверки с сопоставлением с тщательными симуляциями технологического процесса или историческими исходными данными, в качестве всесторонней проверки рабочих характеристик.

Оценка отдельных установок (двигателей или подогревателей) предполагает проведение испытаний эксплуатационных качеств для подтверждения эксплуатации оборудования на допустимом уровне эффективности, а также в отношении приводов, эффективной эксплуатации сопряженных насосов или компрессоров. Эти испытания должны также включать подтверждение надлежащего соотношения воздуха и топлива, полного сгорания и эксплуатации установка в эффективной части кривой рабочих характеристик.

Предприятиям также следует рассмотреть возможность проведения проверок на предмет наличия внутренних утечек техпроцессов, которые могут способствовать повторной обработки технологических потоков, особенно в поршневых компрессорах. В поршневых компрессорах, нарушение герметичности впускного и выпускного клапана цилиндра приводит к определенной степени рекомпрессии газа, что, в свою очередь, приводит к повышению температур на выходе из цилиндра, что сопряжено со снижением эффективности компрессора.

Кроме того, все теплообменники (воздушные) должны пройти проверку на соответствие рабочих характеристик проектным спецификациям, а также на отсутствие загрязнения. Небольшое изменение в разнице температур теплообменника может кардинально повлиять на расход топлива или энергии других звеньев процесса.

## 6.2 Замеры

### 6.2.1 Расход топлива

На объектах могут использоваться самые разнообразные газомеры, что усложняет производственные требования и, соответственно, создает возможность для ошибок. На многих объектах один расходомер осуществляет замер общего объема топлива, взятого из техпроцесса. Иногда устанавливают вторичные расходомеры для оценки распределения топлива по основным назначениям. В некоторых случаях имеющиеся измерители топливного газа могут измерять только одну часть всего расхода топливного газа.

Например, распространена практика, при которой упакованные компрессорные установки поставляются с выделенными для них топливными газометрами. Отдельно взятый завод может использовать эти приборы для оценки расхода топлива компрессорными приводами, и просто делать приблизительные подсчеты потребления топлива всех остальных источников (например, топливо для подогревателей, рибойлеров, сжигателей, дежурные горелки и для газа промывки резервуара горелки и подпиточного газа). Использование топливного газа для целей, не связанных со сжиганием (например, газ КИПиА, пусковые газы компрессоров, отпарной газ дегидратора, газ монтежу и газ для некоторых газовых подушек и промывки оборудования), может иметь место либо до, либо после доступных газометров, или при сочетании этих вариантов. Сложности, связанные с учетом топливного газа, зачастую обусловлены нововведениями и изменениями на объекте.

Информация о расходе топлива по устройству сгорания представляет наибольшую ценность для определения выбросов загрязнителей воздуха, таких как CO, NO<sub>x</sub>, твердые частицы, поскольку коэффициенты загрязнения для данных загрязнителей значительно разнятся в зависимости от категории устройства сгорания (т.е., поршневой двигатель, турбинный двигатель или подогреватель/бойлер). Выбросы ПГ в этом случае не столь актуальны, так как CO<sub>2</sub> является доминирующим фактором выбросов ПГ вследствие сгорания топлива, а коэффициенты загрязнения данного загрязнителя мало варьируются в зависимости от устройства сгорания. Коэффициенты по метану при сгорании топлива, напротив, значительно варьируются в зависимости от устройства сгорания, и на них может приходиться до 17% выбросов при использовании топлива. На выбросы N<sub>2</sub>O вследствие сгорания топлива приходится намного меньше выбросов ПГ при использовании топлива. Кроме того, коэффициенты выбросов N<sub>2</sub>O в настоящее время не связаны с типом устройства сгорания.

Состав природного газа может ощутимо варьироваться в зависимости от объекта, но вариативность содержания углерода в топливе меньше — как правило, 64–76% по отношению к массе у различных типов газовых потоков (например, сырой газ, переработанный газ, паровоздушная смесь и выхлопной газ дегидратора). В переработанном природном газе диапазон содержания углерода может быть еще ниже — лишь порядка 72–74 по отношению к массе.

## 6.2.2 Проверки рабочих характеристик

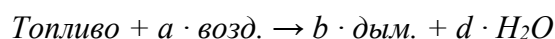
Проверка рабочих характеристик источника сгорания предусматривает анализ дымового газа, измерение температуры дымового газа, определение состава топливного газа и, если возможно, измерение расхода одного или нескольких из следующих веществ: топливный газ, воздух для горения и дымовой газ. Помимо этого, необходимо фиксировать производителя и модель каждой установки, а также условия среды (т.е. температура и барометрическое давление) на участке.

Как правило, не существует достаточных данных технологического процесса для достоверного расчета общего объема полезной технологической работы, выполняемой каждой установкой, или определения суммарных рабочих характеристик установки. Как следствие, можно прибегнуть к упрощенному подходу к оценке перечисленных ниже

параметров для определения их отклонения от проектных условий эксплуатации, с тем чтобы получить количественную оценку возможностей улучшения:

- Остаточное тепло сбрасываемого дымового газа (т.е., теплотери дымовых труб)
- Чрезмерный параметр воздуха
- Концентрация угарного газа и несгоревших углеводородов в дымовом газе.

Необходимо получить справочные данные по составам топливного и выхлопного газов, чтобы определить отношения воздуха к топливу и выхлопа к топливу. С этой целью можно применить мольные балансы и следующее соотношение сгорания:



где: мольный баланс углерода используется для определения  $b$ , баланс азота — для определения  $a$ , и баланс водорода — для определения  $d$ . Эти коэффициенты затем можно использовать для определения расхода неизвестных потоков из известного потока.

Коэффициент полноты сгорания можно определить, как суммарную энтальпию реагентов, за минусом суммарной энтальпии продуктов, поделенные на энергоёмкость топлива:

$$\text{Коэфф. полноты сгорания} = \frac{\dot{m}_{\text{Топл.}} \cdot h_{\text{Топл.}}^f + \dot{m}_{\text{Возд.}} \cdot h_{\text{Возд.}}^f - \dot{m}_{\text{Дым.}} \cdot h_{\text{Дым.}}^f}{\dot{m}_{\text{Топл.}} \cdot LHV}$$

Где:

- $\dot{m}$  = Молярный расход потока (т.е., топливо, воздух или дымовой газ) (кмоль/ч)
- $h^f$  = Тепло парообразования (мегаджоули на киломоль (МДж/кмоль))
- $LHV$  = Низшая теплотворная способность потока топливного газа (МДж/кмоль)

Для идеальной эксплуатации, коэффициенты полноты сгорания, рассчитываемые с помощью этого уравнения, должны находиться в пределах 95–98%.

Хотя и коэффициент полноты сгорания полезен для определения того, какую долю энергии топлива удалось преобразовать в тепло, он неспособен полностью описать результативность оборудования в применении этой энергии. Энергетический баланс типичного поршневого двигателя при полной нагрузке (по данным тепловой нагрузки производителя) дает следующие параметры:

- Энергия из топлива: 100%
- Полезная работа: 30–35%
- Охладитель с водяной рубашкой и масляной охладитель: 15–40%
- Тепловое излучение: 3,5–7,5%
- Охладитель турбонаддува: 1–6%
- Выхлоп: 20–35%

Тепловая нагрузка для охладителя с водяной рубашкой и масляного охладителя, охладителя турбонаддува и теплового излучения обычно зависит от проектных условий



или условий безопасной эксплуатации. Тепло, теряющееся при выхлопе, зависит от коэффициента полноты сгорания и количества воздуха в зоне горения, необходимых для эффективной работы. Полезная работа происходит из оставшегося тепла после учета всех потерь. Поскольку теплотери вследствие работы водяной рубашки, масляного охладителя, охладителя турбонаддува и теплового излучения обычно фиксированы на уровне проекта, количество тепла, потерянного в трубу, является хорошим показателем эффективности или неэффективности работы установки.

В случае нагревателей/бойлеров и газотурбинных двигателей ситуация аналогичная, хотя и менее сложная. Для нагревателей и бойлеров:

- Энергия из топлива: 100%
- Полезная работа: 70–85%
- Тепловое излучение: 2–5%
- Выхлоп: 15–25%

Для газовых турбин:

- Энергия из топлива: 100%
- Полезная работа: 30–40%
- Тепловое излучение: 2–5%
- Выхлоп: 60–70%

Потери тепла в дымовых трубах рассчитываются через упрощенное тепловое равновесие:

$$\text{Дробная часть тепло потери} = \frac{\text{Потери в дымовых трубах}}{\text{Поступ. тепло}}$$

Где:

$$\text{Поступ. тепло} = \text{Энергоемкость топлива} + \text{Физическая теплота в топливе} + \text{Физ. теплота в воздухе в зоне горения}$$

$$\text{Потери в дымовых трубах} = \text{энергоемкость выхлопного газа} + \text{конвективные потери в трубах} + \text{Физ. теплота в воздухе в выхлопном газе}$$

Оптимальное отношение воздуха к топливу значительным образом разнится в зависимости от производителя и модели поршневого двигателя. Поэтому необходимо использовать значения, предоставленные производителем. Для нагревателей и бойлеров 15% лишнего воздуха можно считать достаточным для надлежащего функционирования.

### 6.2.3 Внутренние нарушения герметичности

Нарушение герметичности клапанов в поршневых компрессорах можно обнаружить путем мониторинга температур промежуточного и выходящего газа. Объем утечки и возникающую вследствие этого потерю рабочих характеристик можно получить обратным расчетом через симуляцию компрессионного процесса. Тепловая визуализация — это еще один распространенный способ обнаружения внутренних утечек; этот способ

нередко позволяет выявлять дренажные или обходные клапаны с неправильной посадкой. Ультразвуковые методы дают максимальную чувствительность для обнаружения нарушений герметичности после седел клапанов.

### 6.3 Потенциал сокращения

Как правило, расход топлива на нефтегазовых объектах поддается сокращению путем внедрения более агрессивных программ аудита и сохранения энергии.

Относительный потенциал сокращения расхода топлива обычно наименьший на крупных более новых объектах со специальным обслуживающим персоналом, работающим на полную ставку, и максимальный на более старых неукomплектованных объектах, особенно если установлено, что объект находится в конце своего полезного срока эксплуатации. По недавним опытным данным, собранным на различных объектах, средний потенциал сокращения расхода топлива составляет 10–15%. Несмотря на это, средние удельные показатели энергоемкости добычи нефти и газа имеют тенденцию к увеличению со временем, по причине увеличения требований к водосбросу и сжатию газа, по мере истощения резервуаров, и увеличения расстояний транспортировки, поскольку компании вынуждены искать поставщиков все дальше от участка.

Ниже приведены ключевые факторы, которые необходимо учитывать в рамках программы регулирования потребления энергии на нефтегазовом объекте:

- Оптимизации технологического процесса для сокращения прямых потребностей в энергии и объемов рециклирования и переработки. Например, некоторые высокосернистые газоперерабатывающие заводы получают финансово привлекательные возможности оптимизации расхода топлива установок сжигания хвостовых газов путем внедрения сложных контрольных контуров для оценки топливных требований, как результат условий техпроцесса и местных метеоусловий.
- Повышение энергоэффективности газосжигающего оборудования посредством увеличения мониторинга рабочих характеристик установки и частоты тех. обслуживания. Большинство производителей рекомендуют проводить малые наладочные работы для регулировки отношения воздуха к топливу как минимум четыре раз в год (т.е., в начале каждого времени года). В эти же сроки желательно проверять двигатели на предмет наличия проблем с клапанами или зажиганием, путем анализа отходящего газа. Также следует проводить регулярные проверки газовых потоков из картера двигателя. Вентиляционные отверстия картера двигателя обычно не проверяются в рамках плановых инспекций двигателя, тогда как прорыв газов через поршневые кольца двигателя и через эти отверстия может значительно увеличивать потери энергии.
- В случаях, когда фактические технологические условия заметно отличаются от первоначальных проектных спецификаций, может иметься возможность замены чрезмерно габаритных компрессора и насосных двигателей более компактными узлами, с тем чтобы обеспечить эксплуатацию на более эффективных точках кривой рабочих характеристик. Например, расход топлива типичного 746-

киловаттного газового двигателя на 16,7% ниже при полной нагрузке, чем при половинной нагрузке. В крайних случаях возможны сокращения расхода топлива вплоть до 50%.

- Реализация схем рекуперации тепла или комбинированной выработки на более крупных объектах.

## 7 Возможности сокращения выбросов, заслуживающие внимания: №5 — Рециркуляционные системы химической очистки

Установки для осушки газа гликолем и установки аминовой сероочистки — это самые распространенные виды рециркуляционных систем химической очистки газа в нефтегазовой сфере. В этих системах циркулирующий раствор смешивается с газовым потоком, как правило в абсорбционной (или контактной) колонне, а затем подвергается сепарации и проведению через регенерационный контур, перед возвратом в абсорбционную секцию. Регенерационный контур оснащен ребойлером, который нагревает раствор для обращения процесса абсорбции.

Иногда между абсорбером и регенератором устанавливается сепаратор очистки гликоля низкого давления для сброса растворенного газа, который мог быть увлечен насыщенным раствором. Газ, сепарируемый в сепараторе очистки, можно использовать для дополнения топлива и отпарного газа, необходимых для ребойлера. Весь лишний газ сбрасывается через обратный клапан в атмосферу. Система также оснащена теплообменником для предварительного нагрева насыщенного раствора, прежде чем тот попадет в ребойлер.

Основными причинами выбросов углеводородов являются вторичная абсорбция/десорбция раствором, увлечение газа из абсорбера в насыщенный раствор, и, возможно, использование отпарного газа в ребойлере. В гликолевых и аминовых системах, ключевыми вторичными соединениями, которые могут удаляться раствором, выступают ароматические углеводороды (например, бензол, толуол, этилбензол и ксилон [ВТЕХ]), являющиеся весьма токсичными.

### 7.1 Рекомендуемые проверки

В отношении рециркулирующих систем химической очистки важно обратить внимание на следующие факторы:

- Оптимизация установки в целях сведения к минимуму скорости циркулирования раствора, тем самым уменьшая нагрузку на ребойлер и выбросы вторичных продуктов абсорбции в выделенном газе и ребойлере;
- Утилизация выделенного газа, который обычно поддается рекуперации для использования в качестве топлива или повторного сжатия для подачи в техпроцесс;
- Утилизация сбросного газа из ребойлера (для гликольных систем может быть доступна возможность сжатия водяного пара и рекуперации углеводородных фракций; для аминовых систем могут быть доступны более эффективные варианты утилизации).

## 7.2 Замеры

В разделе 6.2 представлены рабочие характеристики ребойлера, а в разделе 5.2 — информация по связанному с этим сбросу и факельному сжиганию. Симуляции технологического процесса обычно используются для определения оптимальных эксплуатационных условий для общего рециркуляционного процесса химической очистки.

## 7.3 Потенциал сокращения

Канадская ассоциация нефтедобывающих компаний (CAPP) в 2000 году выпустила методический материал *Best Management Practice for Control of Benzene Emissions from Glycol Dehydration* [Передовые методы снижения выбросов бензола из установок осушки газа гликолем] (<https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/279307>), в котором разбирается порядок измерения и снижения технических выбросов из этих установок. В Таблица 11 ниже приведено резюме методических рекомендаций программы Natural Gas Star от US EPA.

**Таблица 11: Документация Natural Gas Star от US EPA по экономичным вариантам снижения выбросов метана из установок осушки газа гликолем.**

Наименование материала	Капитальная стоимость (USD)	Оценочная окупаемость	Совместимые сегменты промышленности			
			Добыча	Сбор и переработка	Транспортиро	Дистрибуция
Reroute Glycol Skimmer Gas, PRO Fact Sheet #201 [Повторное использование сепарированного газа из гликоля — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №201] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/reroute-glycol-skimmer-gas">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/reroute-glycol-skimmer-gas</a> ).	\$1000 – \$10 000	0–1 год	✓	✓	✓	
Pipe Glycol Dehydrator to Vapor Recovery Unit, PRO Fact Sheet #203 [Подключение установки осушки газа гликолем к установке рекуперации пара — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №203] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/pipe-glycol-dehydrator-vapor-recovery-unit">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/pipe-glycol-dehydrator-vapor-recovery-unit</a> ).	\$1000 – \$10 000	0–1 год	✓	✓	✓	

Наименование материала	Капитальная стоимость (USD)	Оценочная окупаемость	Совместимые сегменты промышленности			
			Добыча	Сбор и переработка	Транспортиро	Дистрибуция
Replace Glycol Dehydrator Units with Methanol Injection, PRO Fact Sheet #205 [Замена установок осушки газа гликолем инжекторами метанола — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №205] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replace-glycol-dehydration-units-methanol-injection">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replace-glycol-dehydration-units-methanol-injection</a> ).	\$1000 – \$10 000	0–1 год	✓	✓	✓	
Portable Desiccant Dehydrators, PRO Fact Sheet #207 [Переносные осушающие аппараты — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №207] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/portable-desiccant-dehydrators">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/portable-desiccant-dehydrators</a> ).	\$1000 – \$10 000	0–1 год	✓			
Eliminate Unnecessary Equipment and/or Systems, PRO Fact Sheet #504 [Удаление ненужного оборудования и/или систем — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №504] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/eliminate-unnecessary-equipment-and-or-systems">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/eliminate-unnecessary-equipment-and-or-systems</a> ).	\$1000 – \$10 000	0–1 год	✓	✓	✓	✓
Zero Emissions Dehydrators, PRO Fact Sheet #206 [Осушители с нулевыми выбросами — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №206] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/zero-emissions-dehydrators">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/zero-emissions-dehydrators</a> ).	\$10 000 – \$50 000	0–1 год	✓	✓	✓	✓
Optimize Glycol Circulation and Install Flash Tank Separators in Glycol Dehydrators, Lessons Learned [Оптимизация циркуляции гликоля и установка сепараторов с испарительными резервуарами] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/optimize-glycol-circulation-and-install-flash-tank-separators-glycol">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/optimize-glycol-circulation-and-install-flash-tank-separators-glycol</a> ).	\$10 000 – \$50 000	0–1 год	✓	✓		

Наименование материала	Капитальная стоимость (USD)	Оценочная окупаемость	Совместимые сегменты промышленности			
			Добыча	Сбор и переработка	Транспортиро	Дистрибуция
Convert Natural Gas–Driven Chemical Pumps, PRO Fact Sheet #202 [Конвертация химических насосов на природном газе — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №202] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-natural-gas-driven-chemical-pumps">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-natural-gas-driven-chemical-pumps</a> ).	\$1000 – \$10 000	1–3 года	✓	✓	✓	
Convert Pneumatics to Mechanical Controls, PRO Fact Sheet #301 [Преобразование пневматических в механические средства КПиА — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №301] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-pneumatics-mechanical-controls">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-pneumatics-mechanical-controls</a> ).	\$1000 – \$10 000	1–3 года	✓	✓	✓	✓
Replacing Gas-Assisted Glycol Pumps with Electric Pumps, Lessons Learned [Замена газовых гликольных насосов на электрические — извлеченные уроки] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replacing-gas-assisted-glycol-pumps-electric-pumps">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replacing-gas-assisted-glycol-pumps-electric-pumps</a> ).	\$1000 – \$10 000	1–3 года	✓	✓		
Replacing Glycol Dehydrators with Desiccant Dehydrators, Lessons Learned [Замена установок осушки газа гликолем на установки осушки с использованием влагопоглотителей — извлеченные уроки] ( <a href="https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll_desde.pdf">https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll_desde.pdf</a> ).	\$10 000 – \$50 000	1–3 года	✓	✓		

Релевантная методика по установкам осушки газа гликолем от Канадской ассоциации нефтедобывающих компаний (изд. 2017 г.) предложена в материале *Technical Guidance Document Number 5: Glycol Dehydrators* (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-5-glycol-dehydrators>).



Ниже приведен ряд переменных технологического процесса, которые можно оптимизировать в интересах сокращения тепловой нагрузки на ребойлер, и, в меньшей степени, для сокращения выбросов/потерь вторичных продуктов абсорбции:

- **Сепаратор очистки:** Если существенные объемы природного газа увлекаются или абсорбируются раствором, необходимо установить двухфазный сепаратор очистки на выходе теплообменника для насыщенного/ненасыщенного раствора. Сепарированный газ можно использовать в качестве горючего для ребойлера или в качестве отпарного газа, или, в худшем случае, направить на факельное сжигание. В случае обнаружения значительных объемов жидких углеводородов, необходимо спроектировать сепаратор очистки для трехфазной сепарации. В противном случае, жидкие углеводороды могут вызывать проблемы в ребойлере (т.е., постепенное накопление кокса в дымогарной трубе), приводить к падению эффективности бойлера и увеличению выбросов при сгорании.
- **Скорость циркуляции гликоля:** Производительность рециркуляционных систем химической очистки зависит, по большей части, от скорости циркуляции гликоля. Тем не менее, поскольку эта скорость также определяет объемы выбрасываемых вторичных продуктов абсорбции, важно не устанавливать скорость циркуляции выше необходимого. Одновременно с этим, принято устанавливать скорость циркуляции для пиковых потоков, плюс удобный коэффициент запаса (например, +10%). После этого корректировки скорости циркуляции с изменением пропускной способности происходят нечасто — если вообще происходят. Соответственно, имеется значительный потенциал для оптимизации скорости циркуляции раствора: это не только сократит выбросы, но и освободит ребойлер от ненужной нагрузки, тем самым снижая выбросы сгорания и приводя к экономии топлива.
- Одним из вариантов является проведение периодических проверок рабочих характеристик (например, пробы насыщенного и ненасыщенного гликоля) каждой установки, и ручная корректировка скорости циркуляции гликоля. Иногда целесообразна замена имеющегося насоса менее габаритным насосом (гликолевый насос и другие компоненты установки зачастую имеют слишком большие габариты ввиду спада производства или низкого спроса на газ).
- Еще один вариант — это внедрение непрерывного контура управления с обратной связью, для регулирования скорости рециркуляционного насоса.
- **Температура и давление входящего газа:** Объемы выбросов, которые могут возникать на продуманном производстве с квалифицированными операторами, зависит прежде всего от объема загрязнителей, подлежащих удалению системой химической очистки. В случае гликолевых установок, количество водяного пара к удалению определяется температурой и давлением входящего газа. Содержание воды в газе будет уменьшаться за счет конденсации, по мере снижения температуры и повышения давления. То же произойдет и с концентрацией ароматических соединений с более высокой точкой кипения, и связанных с ними выбросов. Соответственно, температуру процесса необходимо сводить к минимуму, а давление — максимально повышать. В большинстве случаев температуру корректировать проще всего, и это наверняка принесет наибольшую пользу. Иногда, если давления достаточно низки, может быть целесообразным установить охладитель входящего воздуха, когда температура входящего газа

слишком высока; однако если температура станет слишком низкой, раствор может стать столь вязким, что нарушится контакт в абсорбере.

- **Температура в ребойлере:** Рабочая температура ребойлера должна устанавливаться настолько высоко, насколько это возможно без превышения предельной теплостойкости раствора, с тем чтобы обеспечивать максимальную реконцентрацию раствора, тем самым снижая необходимую скорость рециркуляции. Слишком высокие температуры приведут к чрезмерным потерям раствора и, возможно, термальному разложению раствора. На типовой установке (т.е., с газовым ребойлером), температура контролируется термостатом полностью автоматизированно. Тем не менее, температурные показания нужно периодически проверять используя тестовый термометр. Ребойлер показывает лучшие результаты, когда способен удерживать одну температуру. Если температура чрезмерно колеблется в ходе эксплуатации ниже проектной мощности, необходимо снизить давление топливного газа. Если температуру ребойлера не получается поднять до нужной отметки, может понадобиться увеличить давление топливного газа до приблизительно 200 кПа, и отрегулировать гасители на воздухозаборнике.

## 8 Возможности сокращения выбросов, заслуживающие внимания: №6 — Пневматические устройства

В нефтедобывающей отрасли сжатый воздух недоступен или считается неэкономичным, поэтому распространено применение природного газа в качестве рабочей среды для пневматических контрольно-измерительных систем и работающих на газе устройств (например, насосы для впрыска химикатов и стартеры компрессоров). Это обычно актуально для технологических комплексов одиночной скважины, однофункциональных компрессорных станций, объектов обустройства площадки бурения, малых промысловых установок и некоторых малых (проектная мощность ниже 0,7 млн куб. в день) и средних (проектная мощность от 0,7 до 7 куб в день) газоперерабатывающих заводов. Природный газ также может использоваться в особых случаях, когда доступного давления слишком мало для эксплуатации необходимого устройства (например, крупного клапана).

### 8.1 Рекомендуемые проверки

Замеры необходимы для количественной оценки скорости расхода газа газовыми устройствами, использующими природный газ в качестве средства подвода. Опыт показывает, что расходы зачастую значительно превышают ожидаемые показатели в следующих обстоятельствах:

- Недостаточно информации имеется о количестве потребляющих устройств, и зачастую количество устройств занижается.
- Этим устройствам уделяется очень мало внимания, и они не были отлажены для оптимальных рабочих показателей. Например, подводимое давление может превышать необходимое, и уровни работы устройства могли быть установлены слишком высоко.
- Некоторые устройства, такие как контур управления КИА с непрерывным стравливанием, будут потреблять больше газа по мере износа.

### 8.2 Замеры

Замеры расхода газа пневматическими устройствами на нефтегазовых объектах происходят не в плановом порядке. В случае малых устройств, такие замеры можно осуществлять используя расходомеры с крыльчаткой, диафрагмовые расходомеры или системы Hi-Flow Sampler. Что же касается крупных устройств, таких как пневматические стартерные двигатели, надежные замеры могут оказаться затруднительными ввиду непродолжительности события и высоких скоростей потока. В этих случаях принято обращаться к спецификациям и справочным данным от производителя; однако также может быть целесообразным воспользоваться накладными, время-импульсными ультразвуковыми расходомерами.

### 8.3 Потенциал сокращения

Можно рассмотреть следующие варианты ликвидации или сокращения выбросов из контрольно-измерительных систем, работающих на газе:

- Наладка контура управления
- Контрольно-измерительные системы с малым потреблением
- Использование воздуха в качестве средства подвода
- Замена аналогичными электронными системами
- Системы ликвидации или рекуперации отходящего газа.

В Таблица 12 ниже приведено резюме методических рекомендаций программы Natural Gas Star от US EPA.

**Таблица 12: Документация Natural Gas Star от US EPA по экономичным инженерным решениям для сокращения выбросов метана из пневматических устройств, использующих природный газ в качестве средства подвода.**

Наименование материала	Капитальная стоимость (USD)	Оценочная окупаемость	Совместимые сегменты промышленности			
			Добыча	Сбор и переработка	Транспортировка	Дистрибуция
Convert Gas Pneumatic Controls to Instrument Air, Lessons Learned [Перевод газовых пневматических КИПиА на работу со сжатым воздухом КИПиА] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-gas-pneumatic-controls-instrument-air">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-gas-pneumatic-controls-instrument-air</a> ).	>\$50 000	0–1 год	✓	✓	✓	✓
Options for Reducing Methane Emissions from Pneumatic Devices in the Natural Gas Industry, Lessons Learned [Варианты сокращения выбросов метана из пневматических устройств в газовой отрасли — извлеченные уроки] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/options-reducing-methane-emissions-pneumatic-devices-natural-gas-industry">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/options-reducing-methane-emissions-pneumatic-devices-natural-gas-industry</a> ).	<\$1000	1–3 года	✓	✓	✓	✓

Наименование материала	Капитальная стоимость (USD)	Оценочная окупаемость	Совместимые сегменты промышленности			
			Добыча	Сбор и переработка	Транспортировка	Дистрибуция
Convert Pneumatics to Mechanical Controls, PRO Fact Sheet #301 [Преобразование пневматических в механические КПиА — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №301] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-pneumatics-mechanical-controls">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-pneumatics-mechanical-controls</a> ).	\$1000 – \$10 000	1–3 года	✓	✓	✓	✓
Convert Natural Gas–Driven Chemical Pumps, PRO Fact Sheet #202 [Конвертация химических насосов на природном газе — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №202] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-natural-gas-driven-chemical-pumps">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-natural-gas-driven-chemical-pumps</a> ).	\$1000 – \$10 000	1–3 года	✓	✓	✓	
Replacing Gas-Assisted Glycol Pumps with Electric Pumps, Lessons Learned [Замена газовых гликольных насосов на электрические — извлеченные уроки] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replacing-gas-assisted-glycol-pumps-electric-pumps">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replacing-gas-assisted-glycol-pumps-electric-pumps</a> ).	\$1000 – \$10 000	1–3 года	✓	✓		

Релевантная методика по установкам осушки газа гликолем от Канадской ассоциации нефтедобывающих компаний (изд. 2017 г.) предложена в материале *Technical Guidance Document Number 1: Natural Gas-Driven Pneumatic Controller and Pumps* [Техническое руководство №1: Газовые пневматические регуляторы и насосы]  
(<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-1-natural-gas-driven-pneumatic-controllers-and-pumps>).

## 9 Возможности сокращения выбросов, заслуживающие внимания: №7 — Удаление газа из скважин

Скважины могут быть источниками сбросовых или факельных выбросов ввиду следующих факторов:

- Заканчивания (т.е., в периоды притока в ствол, после многоэтапного гидравлического разрыва пластов горизонтальных скважин)
- Удаление жидкостей
- Сброс попутного газа.

### 9.1 Рекомендуемые проверки

Периоды притока (отбора) в ствол, после многоэтапных гидроразрывных работ, обычно длятся 1–2 недели, но иногда затягиваются до 2–4 недель.

### 9.2 Замеры

Замеры должны осуществляться для количественной оценки скорости дренажа и темпа ее падения, с тем чтобы принимать обоснованные технические решения касательно лучших методов организации различного вида удаления газов. Обычно ведется учет и отчетность по объемам удаленного или сожженного газа при заканчивании скважины, согласно нормативам. Замеры объемов газа намного реже доступны для работ по удалению жидкостей и сброса попутного газа.

### 9.3 Потенциал сокращения

Периоды притока (отбора) в ствол, после многоэтапных гидроразрывных работ, обычно длятся 1–2 недели, но иногда затягиваются до 2–4 недель. Любые жидкие углеводороды, возникающие в период притока в ствол, отделяются от жидкостей гидравлического разрыва и сохраняются. Ведомства большинства территорий обязывают предприятия подвергать газ факельному сжиганию, а не сбросу. В разработочной скважине газ можно отделять и добывать в уже имеющейся системе газодобычи. Этот подход обычно называют «зеленым заканчиванием».

После заканчивания газовой скважины и перехода к этапу добычи, скорость потока газа может оказаться слишком низкой, чтобы привлечь с собой смежные жидкости на поверхность. Для решения этой проблемы иногда осуществляется периодическая продувка скважины в атмосферу для удаления накопившихся жидкостей из ствола. Альтернативным вариантом является осуществление механизированного способа эксплуатации, с помощью одного из следующих инженерных решений:

- Применение пенообразующих добавок или ПАВ

- Использование малых колонн напорно-компрессорных труб для изменения критической скорости потока (velocity tubing)
- Плунжерный лифт, управляемый вручную или «умной» автоматикой скважины
- Внутрискважинные насосы, среди которых могут быть поршневые насосы (насосы-качалки) и ротационные (винтовые) насосы.

Подробные технические сведения, стоимость, выгоды и ограничения данных методов разбираются в следующем материале программы Natural Gas Star: Lessons Learned – *Options for Removing Accumulated Fluid and Improving Flow in Gas Wells* [Извлеченные уроки — Варианты удаления накопившейся жидкости и улучшения потока в газовых скважинах] ([https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll\\_options.pdf](https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll_options.pdf)).  
Дополнительные смежные материалы перечислены в Таблица 13 ниже.

Когда традиционные нефтяные скважины достигают последних стадий эксплуатации, для эксплуатационной обсадной колонны можно открыть сообщение с атмосферой, чтобы свести к минимуму давление в стволе скважины и способствовать максимальному потоку нефти к скважине. При достижении нефтяной скважиной этой стадии, такую скважину называют «истощенной». Передовая практика демонстрирует целесообразность применения газа для удовлетворения всех локальных топливных потребностей; также разумно установить малый компрессор для балансировки выкидного нефтепровода. Если это неосуществимо, то лучше сжечь попутный газ, нежели сбросить его в атмосферу. Скважина тяжелой нефти может начать сбрасывать попутный газ на значительно более ранней стадии своего жизненного цикла, и здесь может возникнуть проблема возможного отсутствия доступа к подводящему трубопроводу или газосборной системе. Тем не менее, доступные методы снижения выбросов все те же. Релевантные извлеченные уроки и справочные брошюры перечислены в Таблица 13 ниже.

**Таблица 13: Документация Natural Gas Star от US EPA по экономичным вариантам снижения выбросов метана при удалении газа из скважин.**

Наименование материала	Капитальная стоимость (USD)	Оценочная окупаемость	Совместимые сегменты промышленности			
			Добыча	Сбор и переработка	Транспортировка	Дистрибуция
Connect Casing to Vapor Recovery Unit, PRO Fact Sheet #701 [Подключение обсадной колонны к установке рекуперации пара — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №701] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/connect-casing-vapor-recovery-unit">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/connect-casing-vapor-recovery-unit</a> ).	\$1000 – \$10 000	0–1 год	✓			

Наименование материала	Капитальная стоимость (USD)	Оценочная окупаемость	Совместимые сегменты промышленности			
			Добыча	Сбор и переработка	Транспортировка	Дистрибуция
Installing Plunger Lift System in Gas Wells, Lessons Learned [Установка плунжерных подъемников в газовых скважинах — извлеченные уроки] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/installing-plunger-lift-systems-gas-wells">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/installing-plunger-lift-systems-gas-wells</a> ).	\$1000 – \$10 000	0–1 год	✓			
Install Compressors to Capture Casinghead Gas, PRO Fact Sheet #702 [Установка компрессоров для улавливания попутного газа — Справочная брошюра PRO Fact Sheet №702] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-compressors-capture-casinghead-gas">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-compressors-capture-casinghead-gas</a> ).	\$10 000 – \$50 000	0–1 год	✓			
Reduced Emission Completions for Hydraulically Fractured Natural Gas Wells, Lessons Learned [Сокращение выбросов при заканчивании скважин природного газа гидравлическим разрывом пластов] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/reduced-emission-completions-hydraulically-fractured-natural-gas-wells">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/reduced-emission-completions-hydraulically-fractured-natural-gas-wells</a> ).	>\$50 000	0–1 год	✓			
Lessons Learned – Options for Removing Accumulated Fluid and Improving Flow in Gas Wells [Извлеченные уроки — Варианты удаления накопившейся жидкости и улучшения потока в газовых скважинах] ( <a href="https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/options-removing-accumulated-fluid-and-improving-flow-gas-wells">https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/options-removing-accumulated-fluid-and-improving-flow-gas-wells</a> ).	\$10 000 – \$50 000	1–3 года	✓			

Релевантная методика от Канадской ассоциации нефтедобывающих компаний (2017) предложена в следующих документах:



- Technical Guidance Document Number 7 (CCAC 2017g): *Well Venting for Liquids Unloading* [Продувка скважин для удаления жидкостей] (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-7-well-venting-liquids-unloading>).
- Technical Guidance Document Number 8 (CCAC 2017h): *Well Venting/Flaring During Well Completion for Hydraulically Fractured Gas* [Удаление/сжигание газа из скважины в ходе заканчивания скважины ГРП] (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-8-well-venting-flaring-during-well-completion>). .
- Technical Guidance Document Number 9 (CCAC 2017i): *Casinghead Gas Venting* [Удаление попутного газа] (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-9-casinghead-gas-venting>).

## 10 Подведение итогов

Данный материал содержит следующие наблюдения и ключевые элементы развития проекта от начального этапа определения возможности до последнего этапа реализации:

- Результаты проверок сокращения выбросов ПГ в Северной Америке и по всему миру свидетельствуют о том, что на большинстве нефтегазовых объектов имеются приемлемые возможности достижения экономически эффективного и результативного сокращения выбросов ПГ.
- Комплексный, но в то же время стратегический подход к определению подобных возможностей, скорее всего, является наиболее экономически эффективным и продуктивным. Это может потребовать доступа к специализированным измерительным и испытательным техническим средствам или услугам.
- Для того чтобы предприятие могло освоить возможность, эта возможность должна быть количественно выраженной, жизнеспособной, конкурентоспособной по отношению к другим инвестиционным возможностям, которые могут иметься у предприятия, а также хорошо согласованной с приоритетными задачами предприятия.
- Предварительное ТЭО обычно проводится для первичного отсева обнаруженных возможностей сокращения выбросов.
- Для перевода возможности за пределы этапа предварительного ТЭО, необходимо провести комплексный анализ (due diligence) и составить доработанный бизнес-кейс. Это может потребовать выполнения исследования FEED для определения и устранения ограничений, характерных для конкретного участка; определения требований к оборудованию, материалам и трудовым ресурсам для улучшения оценки затрат; и разработки доработанного бизнес-кейса. Эти мероприятия могут оказаться дорогостоящими и трудоемкими. Как правило, для достижения этой точки принятия решений может потребоваться израсходовать 10–40% капитальных средств, выделенных на проект.
- Даже если в доработанном бизнес-кейсе указывается, что проект отвечает всем приемочным критериям предприятия, его утверждение будет зависеть от наличия необходимых финансовых средств.
- Существуют самые разнообразные механизмы финансирования, включая самофинансирование, внешнее финансирование, товарищества и соглашения с третьими сторонами. Преимущества и недостатки каждого из них разобраны в разделе 2.4.
- После получения одобрения руководства и утверждения необходимых затрат начинаются этапы детального технического проектирования, закупок и организации подряда, строительных работ, пусконаладочных работ и ввода в эксплуатацию. Зачастую стоимость получения всех одобрений

- относится к предыдущему процессу due diligence и разработке окончательного бизнес-плана.
- После полного внедрения проекта возможно получение ликвидных компенсаций выбросов, если проект находится в стране/территории с действующей программой торговли квотами на выбросы. В противном случае, может быть возможным задействование ликвидных единиц сокращения выбросов с международным хождением (ИТМО). В любом случае, требования к замерам, отчетности и проверкам могут быть строгими, и сопоставимыми с торговыми стандартами для других взаимозаменяемых товаров.

## 11 Использованные материалы

- Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP). 2000. *Best Management Practice for Control of Benzene Emissions from Glycol Dehydration*. <https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/279307>
- CAPP. 2006. *Best Management Practices for Facility Flare Reduction*. 47 pp. Prepared by T. Michelussi at Altus Engineering Ltd. for CAPP. <https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/114231>
- CAPP. 2007. *Best Management Practice for Fugitive Emissions Management*. 59 pp. Prepared by Clearstone Engineering Ltd. for CAPP. <https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/116116>
- CAPP. 2018. *Best Management Practice: Pipeline Leak Detection Programs*. 15 pp. <https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/310502>
- Climate and Clean Air Coalition (CCAC). 2017a. *Technical Guidance Document Number 1: Natural Gas-Driven Pneumatic Controllers and Pumps*. 20 pp. <https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-1-natural-gas-driven-pneumatic-controllers-and-pumps>
- CCAC. 2017b. *Technical Guidance Document Number 2: Fugitive Component and Equipment Leaks*. 19 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-2-fugitive-component-and-equipment-leaks>
- CCAC. 2017c. *Technical Guidance Document Number 3: Centrifugal Compressors with “Wet” (Oil) Seals*. 13 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-3-centrifugal-compressors-%E2%80%9Cwet%E2%80%9D-oil-seals>
- CCAC. 2017d. *Technical Guidance Document Number 4: Reciprocating Compressors Rod/Seal Packing Vents*. 10 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-4-reciprocating-compressors-rod-sealpacking-vents>
- CCAC. 2017e. *Technical Guidance Document Number 5: Glycol Dehydrators*. 10 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-5-glycol-dehydrators>
- CCAC. 2017f. *Technical Guidance Document Number 6: Unstabilized Hydrocarbon Liquid Storage Tanks*. 13 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-6-unstabilized-hydrocarbon-liquid-storage-tanks>
- CCAC. 2017g. *Technical Guidance Document Number 7: Well Venting for Liquids Unloading*. 18 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-7-well-venting-liquids-unloading>

- CCAC. 2017h. *Technical Guidance Document Number 8: Well Venting/Flaring During Well Completion for Hydraulically Fractured Gas*. 8 pp.  
<http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-8-well-venting-flaring-during-well-completion>
- CCAC. 2017i. *Technical Guidance Document Number 9: Casinghead Gas Venting*. 10 pp.  
<http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-9-casinghead-gas-venting>
- CCAC. 2017j. *Technical Guidance Document Appendix A: Conducting Emissions Surveys, Including Emission Detection and Quantification Equipment*. 20 pp.  
<http://www.ccacoalition.org/en/resources/conducting-emissions-surveys-including-emission-detection-and-quantification-equipment>
- Colley et al. 1983. Alberta Oxides of Nitrogen Emissions Forecast: 1980-2000. A report prepared by Western Research Ltd. for Alberta Environment. Calgary, Alberta.
- Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR). 2008. Guidelines on Flare and Vent Measurement. Prepared by Clearstone Engineering ltd. for GGFR. 36 pp.  
<http://documents.worldbank.org/curated/en/689451468158369316/Guidelines-on-flare-and-vent-measurement>
- Sick, G. 2019. Draft White Paper on Financing Mexican Petroleum GHG Emissions Abatement. 14 pp. (Not publicly available).
- United States Environmental Protection Agency (US EPA). 1987. VOC Emissions from Volatile Organic Liquid Storage Tanks – Background Information for Promulgated Standards. EPA-450/3-81-003b. 78 pp. National Service Center for Environmental Publications.  
<https://www.epa.gov/nscep>
- US EPA. 2007. *Leak Detection and Repair: A Best Practices Guide*.  
<https://www.epa.gov/compliance/leak-detection-and-repair-best-practices-guide>.
- US EPA. 2008. *Alternative Work Practice to Detect Leaks from Equipment*.  
<https://www.federalregister.gov/documents/2008/12/22/E8-30196/alternative-work-practice-to-detect-leaks-from-equipment>
- US EPA. 2015. LDAR Case Study Comparison of Conventional Method 21 Vs Alternative Work Practice. A presentation by T. Trefiak of Target Emission Services given at the 2015 Natural Gas STAR Annual Implementation Workshop. 22 pp.  
<https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/ldar-case-study-comparison-conventional-method-21-vs-alternative-work>
- US EPA. 2017. Method 21 – Volatile Organic Leaks. 7 pp. <https://www.epa.gov/emc/method-21-volatile-organic-compound-leaks>