Public Disclosure Authorized
Public Disclosure Authorized
Public Disclosure Authorized

CARBON LIMITS

VYGON CONSULTING

Малотоннажные технологии утилизации попутного нефтяного газа

Заключительный доклад

Октябрь 2021 г.



© 2022 Международный банк реконструкции и развития / Всемирный банк
1818 H Street NW
Washington DC 20433
Телефон: 202-473-1000
Интернет: www.worldbank.org

Настоящий документ подготовлен сотрудниками Всемирного банка с использованием материалов из внешних источников. Содержащиеся в нем выводы, толкования и заключения могут не отражать мнения Всемирного банка, его Совета исполнительных директоров или правительств представляемых ими стран.

Всемирный банк не гарантирует точности, полноты или актуальности данных, содержащихся в настоящем документе, и не несет ответственности за любые ошибки, пропуски данных или неточность информации, а также за использование или неиспользование изложенных здесь информации, методов, процедур или заключений. Границы, цвета, названия и иная информация, указанная на картах, содержащихся в настоящем документе, не является выражением мнения Всемирного банка относительно правового статуса какой-либо территории или поддержки или признания таких границ.

Ничто в настоящем документе не является и не может считаться ограничением или отказом от привилегий и иммунитетов Всемирного банка, которые в полном объеме однозначно сохраняются за Банком.

Права и разрешения

Содержащийся в настоящем документе материал является объектом авторских прав. Поскольку Всемирный банк поощряет распространение накопленных им знаний, настоящий документ можно воспроизводить в некоммерческих целях, будь то полностью или частично, при условии указания всей информации об источнике.

Все запросы о правах и лицензиях, включая субсидиарные авторские права, следует направлять в Издательский отдел Всемирного банка по адресу: World Bank Publications, The World Bank Group, 1818 H Street NW, Washington, DC 20433, USA; факс: 202-522- 2625; электронная почта: pubrights@worldbank.org.

Заказчик:	Глобальное партнерство Всемирного банка по сокращению объемов сжигания попутного нефтяного газа (GGFR)
Руководитель проекта:	Хесам Дарани
Участники проекта:	Дмитрий Акишин, Иван Тимонин, Стефани Сонье, Манон Симон, Ирина Исакова, Майк Карпентер, Марина Мосоян,
Компании-субподрядчики:	-
Название доклада:	Доклад о малотоннажных технологиях утилизации попутного нефтяного газа

CARBON LIMITS

C J Hambros plass 2
NO-0164 Oslo
Norway
carbonlimits.no
Регистрационный номер налогоплательщика: NO 988 457 930

Компания Carbon Limits сотрудничает с государственными органами, частными компаниями, финансовыми учреждениями и неправительственными организациями с целью сокращения объема выбросов парниковых газов в ряде отраслей. Наши специалисты помогают заказчикам идентифицировать, разрабатывать и финансировать экономически целесообразные проекты, направленные на смягчение последствий изменения климата, и консультируют заказчиков по вопросам подготовки и реализации политики и нормативных актов в области климата и энергетики,.

VYGON CONSULTING

123610, Россия, Москва,
Краснопресненская набережная 12,
подъезд 3, оф. 1608-1610
Эл. почта: info@vygon.consulting
Веб-сайт: https://vygon.consulting

Компания VYGON Consulting – независимый национальный отраслевой консультант по вопросам развития ТЭК России. Наша миссия – организация диалога между бизнесом и властью для формирования эффективной государственной энергетической политики России и принятия компаниями оптимальных инвестиционных решений. В состав VYGON Consulting входит команда высококвалифицированных экспертов, имеющих большой опыт работы в крупнейших российских и международных энергетических компаниях, финансовых институтах, федеральных органах исполнительной власти, исследовательских и консалтинговых организациях.

Резюме

В настоящем докладе проводится подробный анализ технических характеристик 15 малотоннажных технологий утилизации попутного газа, а также финансовых перспектив внедрения этих технологий на типичных факельных площадках.

В целом, выводы, сделанные на основании проведенного анализа, заключаются в следующем:

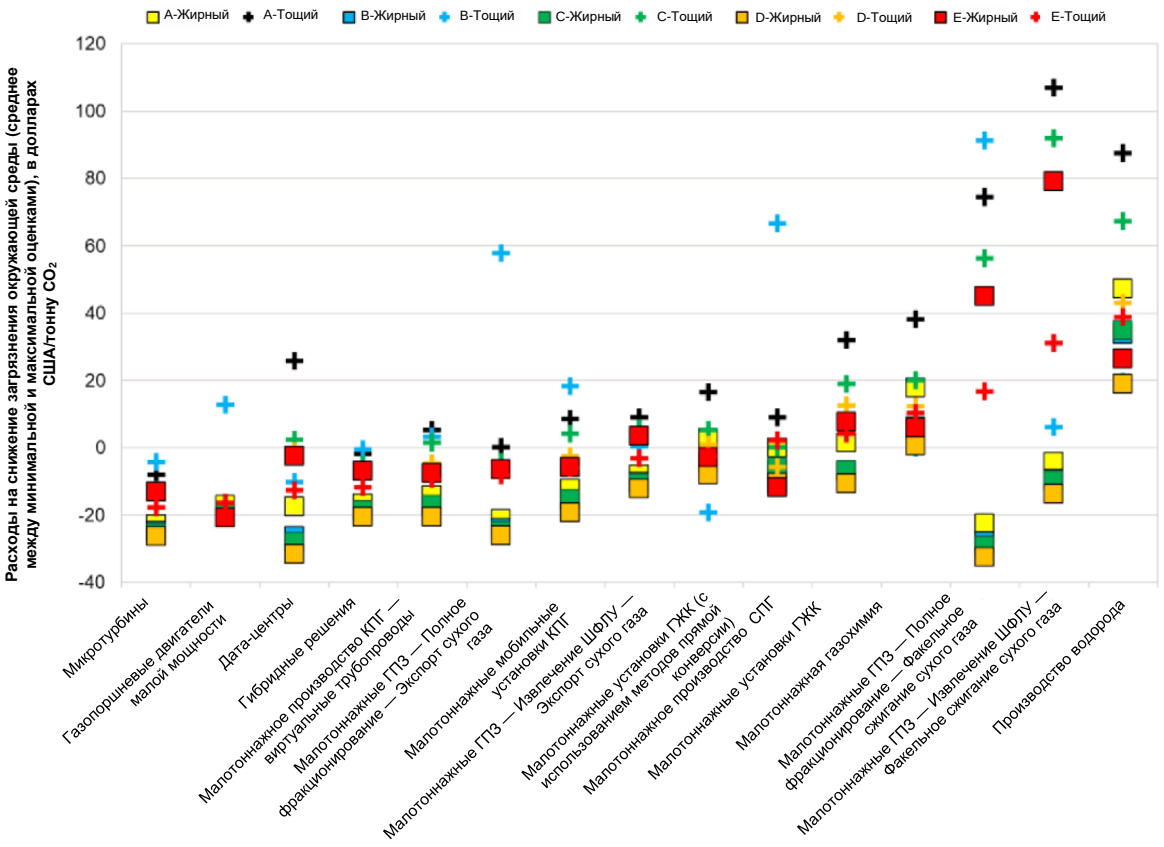
- несмотря на то, что внедрение технологий улавливания попутного газа, особенно малотоннажных, сталкивается с серьезными техническими и финансовыми проблемами, в последние годы поставщики многое сделали для того, чтобы преодолеть технические трудности и повысить экономическую эффективность этих технологий (новые разработки пока находятся на этапе научных исследований и проектно-конструкторских работ);
- технически приемлемые решения есть практически для всех условий факельного сжигания попутного газа, а во многих случаях инвестиции в технологии улавливания и утилизации факельного газа могут быть экономически оправданными;
- финансовые перспективы внедрения технологий утилизации попутного газа и сокращение выбросов, которое при этом может быть достигнуто, зависят от многих параметров и прежде всего от
  - профиля добычи (объем и состав попутного газа и динамика их изменения с течением времени);
  - географического положения (например, страна добычи и условия рынка), которое оказывает существенное влияние на стоимость проекта и себестоимость продукции;
  - характеристик месторождения (например, добыча на шельфе/суше, наличие экстремальных условий окружающей среды), которые влияют как на капитальные, так и на эксплуатационные расходы.
- Тем не менее, для любого профиля добычи и (или) любого географического положения и любых условий на месторождении правильный выбор технологии утилизации газа и особенностей ее разработки улучшит экономические показатели проекта, например:
  - выбор наиболее приемлемого варианта из всех доступных технологий утилизации попутного газа с учетом его состава и местонахождения промысла;
  - выбор варианта подготовки газа с целью получения максимального объема самых ценных продуктов при минимальных расходах;
  - оптимальный подбор размеров установки, т.е. выбор размеров с учетом либо среднего объема попутного газа в течение всего жизненного цикла проекта, либо минимального объема, либо максимального объема, либо других параметров, чтобы получить оптимальную окупаемость. Примечание: выбор размеров установки оказывает влияние (иногда весьма значительное) на достигнутое сокращение объемов факельного сжигания попутного газа.
- Финансовые стимулы или нормативное регулирование факельного сжигания попутного газа, особенно обязательные платежи и штрафы за сжигание газа, могут существенно повлиять на рентабельность инвестиций в технологии утилизации попутного газа.

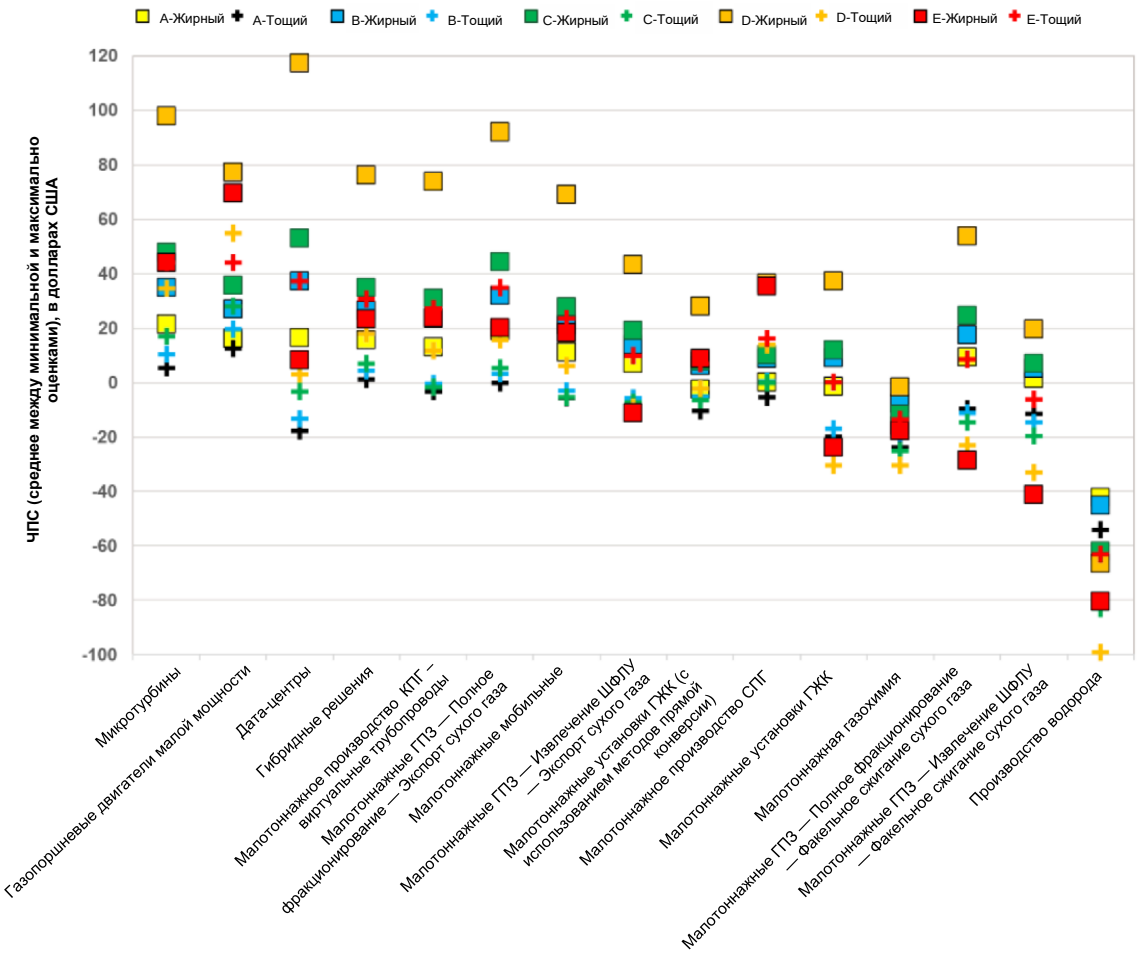
В настоящем докладе рассматриваются, в общей сложности, пять различных профилей добычи (профили A, B, C, D и E), каждый из которых является типичным для малых объемов попутного газа со средним дебитом 2,4, 4,5, 6,3, 10,2 и 12,6 млн ст. куб. футов в сутки соответственно. При этом у всех профилей дебит по-разному меняется с течением времени. Для каждого профиля добычи рассматривались два состава попутного газа: тощий и жирный (т.е. с содержанием большего количества более тяжелых углеводородов).

В настоящем исследовании проводится анализ чистой приведенной стоимости и затрат на снижение загрязнения окружающей среды (т.е. сокращение объема выбросов CO_2 (в тоннах) на каждый вложенный доллар) для пяти различных профилей добычи с двумя разными составами попутного газа.

На рисунке 1 графически представлены средний уровень затрат на снижение загрязнения окружающей среды и чистая приведенная стоимость (ЧПС) для 15 вариантов утилизации попутного газа и 10 профилей добычи с тощим или жирным попутным газом.

Рисунок 1. Затраты на снижение загрязнения окружающей среды и ЧПС (среднее между минимальной и максимальной оценками) для всех 15 вариантов утилизации попутного газа и 10 рассмотренных профилей добычи/состава (в млн долларов США).





Содержание

Основные положения i
Содержание iii
Список использованных сокращений iv
Список таблиц vi
Список рисунков vi
1. Введение 1
2. Обзор малотоннажных технологий утилизации ПНГ 2
3. Оценка технологий утилизации ПНГ 14
3.1 Комбинированные решения 15
3.2 Производство водорода 16
3.3 Малотоннажные установки ГЖК с использованием синтез-газа 18
3.4 Малотоннажные установки ГЖК с использованием метода прямой конверсии 20
3.5 Газопоршневые двигатели малой мощности 23
3.6 Установки для отбензинивания газа и извлечения ШФЛУ 25
3.7 Микротурбины и малогабаритные газовые турбины 30
3.9 Виртуальные трубопроводы КПГ и мобильные автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС) 39
3.10 Малотоннажные газохимические установки 43
3.11 Дата-центры ..... **Error! Bookmark not defined.**
3.12 Хранение и транспортировка адсорбированного природного газа 51
3.13 Эжекторы для улавливания попутного газа 53
4. Анализ чистой приведенной стоимости и расходов на сокращение загрязнения окружающей среды 55
4.1 Различные сценарии утилизации ПНГ 55
4.1.1 Типичные профили добычи попутного газа 55
4.1.2 Типовое распределение попутного газа по составу 56
4.1.3 Выбор технологии утилизации ПНГ 57
4.1.4 Стратегия выбора параметров оборудования 60
4.1.5 Сроки реализации проекта 60
4.1.6 Требования к предварительной подготовке газа ..... **Error! Bookmark not defined.**
4.1.7 Выбор варианта удаления C_3+ 61
4.2 Принятые в модели допущения 62
4.2.1 Капитальные и эксплуатационные расходы 62
4.2.2 Стоимость продуктов 66
4.2.3 Эффективность технологий 68
5. Структура модели 68
5.1 Расчет ЧПС (и ВНП) 68
5.2 Расчеты сокращения выбросов 69
5.3 Стоимость снижения выбросов 69
6. Результаты 69
6.1 Базовый сценарий 70
7. Примеры 80
7.1 Пример 1. Завод по переработке ПНГ с поточной газоразделительной установкой 80
7.2 Пример 2. Дата-центр на нефтяном месторождении в Северной Дакоте 84
Приложение I. Список компаний 87

Список использованных сокращений

Сокращение	Расшифровка
УКГ	Удаление кислого газа
АПГ	Адсорбированный природный газ
ПНГ	Попутный нефтяной газ
API	Американский нефтяной институт
ASIC	Специализированная интегральная микросхема
ВРУ	Воздухоразделительная установка
ВА	Взрывоопасная атмосфера
барр.	Американский нефтяной баррель
млрд м^3	Миллиард кубических метров
БТЕ	Британская тепловая единица
C_1/CH_4	Метан
C_2	Этан
C_3	Пропан
C_4	Бутан
C_5	Пентан
УХУ	Улавливание и хранение углерода
УУУ	Улавливание и утилизация углерода
УУХУ	Улавливание и утилизация или хранение углерода
CH_3OH	Метанол
КПТЭ	Комбинированное производство тепловой и электрической энергии
Cl	Хлор
КПГ	Компримированный природный газ
CO	Монооксид углерода (угарный газ)
CO_2(-экв.)	Эквивалент диоксида углерода
ФВ	Фактор выбросов
ПОС	Проектирование, материально-техническое обеспечение и строительство
УФГ	Эквивалент диоксида углерода
ФТ	Процесс Фишера — Тропша
ЭГБ	Эквивалент галлона бензина
GGFR	Глобальное партнерство по сокращению объемов сжигания попутного нефтяного газа
ПГ	Парниковый газ
ГХ	Газохимия
ГЖК	Газожидкостная конверсия
ПГП	Потенциал глобального потепления
ч	час
H_2	Водород
H_2O	Вода
H_2S	Сероводород
МЭА	Международное энергетическое агентство
АО	Акционерное общество
кг	Килограмм
(к)м	(кило)метр
кт	килотонна
кВт·ч	Киловатт в час
НТС	Низшая теплота сгорания
ООО	Общество с ограниченной ответственностью
СПГ	Сжиженный природный газ
СУГ	Сжиженные углеводородные газы
макс.	Максимум
мин.	Минимум
МДж	Мегаджоуль

Сокращение	Расшифровка
Млн мт	Миллион метрических тонн
мт	Метрическая тонна
Млн т	Миллион тонн (используется вместо млн мт на ряде графиков)
Млн т/год	Миллион тонн в год
N_2	Азот
Н/д	Нет данных
NFPA	Национальная ассоциация противопожарной защиты
ШФЛУ	Широкая фракция легких углеводородов
NH_3	Аммиак
NO_x	Закиси азота
ЧПС	Чистая приведенная стоимость
(П/Т)флопс	(Пета-/Тера-) операций с плавающей запятой в секунду
ppm(v)	Частей на миллион (по объему)
фунт/кв. дюйм (изб.)	Давление в фунтах на квадратный дюйм (избыточное)
НИОКР	Научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки
с	секунда
ИКВ	Избирательное каталитическое восстановление
ПРМ	Паровой риформинг метана
SO_x	Оксиды серы
УПС	Установки производства серы
т	тонна
тCH_4	Тонна метана
тCO_2	Тонна углекислого газа
т/сут	Тонн в сутки
УГТ	Уровень готовности технологии
UL	Компания Underwriters Laboratories
США	Соединенные Штаты
долл. США	Доллар США
V	Объем
Вт (кВт, мВт, гВт)	Ватт (киловатт, мегаватт, гигаватт)
Вт·ч (кВт·ч, МВт·ч, ГВт·ч)	Ватт (киловатт, мегаватт, гигаватт) в час

Список таблиц

Таблица 1 — Оценка уровня готовности технологии по стандарту API 17N 3
Таблица 2 — Краткое описание всех технологий утилизации ПНГ, рассматриваемых в настоящем докладе, и оценка УГТ. 4
Таблица 3 — Формат унифицированной сводной таблицы с описанием технологии 14
Таблица 4: Предполагаемые профили добычи по пяти гипотетическим сценариям, ... 56
Таблица 5. Гипотетический состав газа: два варианта 57
Таблица 6: Описание рассмотренных вариантов утилизации ПНГ 57
Таблица 7: Максимальное содержание H_2S, CO_2, H_2O и C_3+ в зависимости от технологии утилизации газа 61
Таблица 8: Допущения, принятые при оценке капитальных расходов для различных технологий утилизации газа 62
Таблица 9: Расчетные эксплуатационные расходы для различных технологий утилизации газа 63
Таблица 10: Допущения относительно уизвлечения ШФЛУ 64
Таблица 11: Предполагаемые расходы на удаление примесей 64
Таблица 12 — Коэффициент мультипликатора (коэффициент капитальных расходов) и поправочные коэффициенты, принятые для различных регионов 65
Таблица 13 — Коэффициент масштабирования для пяти различных категорий технологий, рассмотренных в данном докладе 66
Таблица 14: Предполагаемые цены на продукцию (чистые цены производителя) 66
Таблица 15 — Построение базового сценария 70
Таблица16 — Сравнение затрат на снижение выбросов по пяти различным профилям добычи в долл. США (другие предположения не изменились по сравнению с базовым вариантом) 73
Таблица 17 — Сравнение стоимости снижения выбросов и средних капитальных расходов по трем стратегиям для случая «C-жирный» 75
Таблица 18 — Влияние штрафов за факельное сжигание и углеродных кредитов на среднюю наилучшую оценку стоимости снижения выбросов для базового варианта (Северная Америка) и для региона «Африка с повышенным риском» 78
Таблица 19 — Влияние 50% увеличения стоимости продукции (кроме биткоинов) по сравнению с базовым вариантом (затраты на сокращение загрязнения менее -20 долл. США/тонну CO_2 показаны зеленым цветом) 79

Список рисунков

Рисунок 1 - Расходы на снижение загрязнения окружающей среды и ЧПС (среднее между наибольшими и наименьшими показателями) для всех 15 способов утилизации попутного газа и 10 профилей добычи с тощим или жирным попутным газом (в млн долларов). ii
Рисунок 2: Распределение газовых факелов по мощности (данные МЭА) 1
Рисунок 3 - Количество газовых факелов в Норвегии, США, Канаде и России. Отсортировано по мощности 1
Рисунок 4: Комбинация оцениваемых моделью параметров 55
Рисунок 5: Обзор пяти гипотетических сценариев профиля добычи за 10 лет 56
Рисунок 6: Обзор структуры модели 68
Рисунок 7 — Анализ затрат на сокращение выбросов по базовому сценарию (профиль «C-жирный», стратегия выбора характеристик оборудования по средней добыче, Северная Америка, на суше, без выплат за выбросы углерода). 71
Рисунок 8 — Расчетные капитальные расходы (среднее низкой и высокой оценок) при технологии утилизации из базового сценария. 72
Рисунок 9 — Расчетная стоимость снижения выбросов (среднее значение низкой и высокой оценок) для каждой технологии утилизации ПНГ по базовому сценарию с заменой состава газа на «тощий» 73
Рисунок 10-—Сравнение пяти профилей добычи 73
Рисунок 11 — Расчетная стоимость снижения выбросов (среднее низкой и высокой оценок) по технологиям утилизации для случая «C-жирный-характеристики оборудования выбираются по максимальной добыче» (слева) и «E-жирный-характеристики оборудования выбираются по максимальной добыче» (справа) 74
Рисунок 12-—Результаты оценки затрат на снижение выбросов для Северной Америки (слева) и Африки с повышенным риском (справа) 77

1. Введение

По данным Всемирного банка, за последние 10 лет[1] ежегодный объем факельного сжигания попутного газа составлял от 140 до 150 млрд м^3. В 2020 году почти две трети (65%) мирового объема сжигания попутного газа пришлось на долю семи стран (Россия, Ирак, Иран, США, Алжир, Венесуэла и Нигерия), хотя их удельный вес в ежегодной мировой добыче нефти составляет только 40%. При том, что 40% объема газа сжигается в крупных факелах (рисунок 2), чаще всего встречаются факелы с объемом сжигания менее 0,01 млрд м^3/год (примерно 1 млн ст. куб. футов в сутки) (рисунок 3). Это относится, прежде всего, к Северной Америке и России, где существуют сотни небольших факельных площадок.

Рисунок 2. Распределение газовых факелов по мощности (данные МЭА)[2]

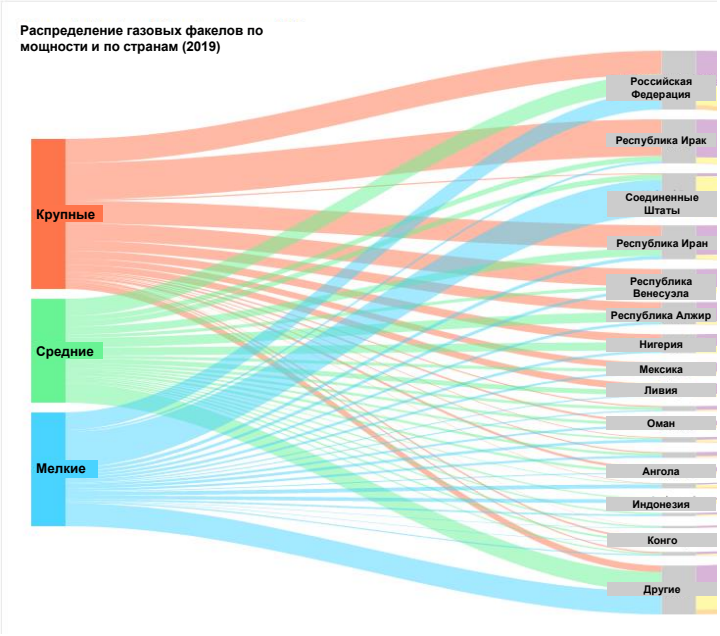


Рисунок 3. Количество факельных площадок с разбивкой по мощности факелов в Норвегии, США, Канаде и России[3]



Эти небольшие факельные площадки представляют особую сложность в плане разработки способов утилизации ПНГ, включая следующее:

- традиционные технологии предполагают наличие минимального гарантированного объема газа, что не всегда возможно на мелких промыслах, где объем добываемого газа крайне изменчив, а дебит обычно уменьшается с течением времени;
- у попутного газа часто бывает «неудобный» состав и высокое содержание примесей, что иногда затрудняет разработку технологий его утилизации;

[1] https://thedocs.worldbank.org/en/doc/1f7221545bf1b7c89b850dd85cb409b0-0400072021/original/WB-GGFR-Report-Design-05a.pdf
[2] https://www.iea.org/commentaries/putting-gas-flaring-in-the-spotlight
[3] (Источник: компания Carbon Limits 2018)

- небольшие объемы сжигаемого газа всегда давали незначительный эффект масштаба и, следовательно, были связаны с большими затратами на снижение загрязнения окружающей среды.

Несмотря на вышеперечисленные трудности, за последние 10 лет достигнуты значительные успехи в совершенствовании существующих и разработке новых технологий утилизации ПНГ на мелких месторождениях, что может привести к сокращению удельных расходов, расширить возможности масштабирования технологий и обеспечить бóльшую гибкость требований к подаваемому газу.

В настоящем исследовании подробно рассматривается текущее положение дел в области малотоннажных технологий переработки и утилизации ПНГ (0,1-15 млн ст. куб. футов в сутки). К числу рассмотренных вариантов относятся: осушение и отбензинивание газа; компримирование природного газа (КПГ); сжижение природного газа (малотоннажное производство СПГ); производство электроэнергии с помощью различных технологий (газопоршневые двигатели, микротурбины и гибридные электрогенераторы); прямая и косвенная газожидкостная конверсия (малотоннажные установки ГЖК); газохимия (малотоннажные газохимические установки), адсорбированный природный газ (АПГ); размещение дата-центров на месторождениях; производство водорода.

Настоящий доклад состоит из четырех основных частей. В **разделе 2** представлен краткий обзор малотоннажных технологий утилизации ПНГ. Ряд технологий был отобран для проведения более детальной оценки, и в **разделе 0** приведены техническая и экономическая оценки этих технологий. В **разделе 4** представлены результаты, полученные с помощью технико-экономической модели, разработанной с целью анализа расчетов сокращения выбросов и оценок затрат на снижение загрязнения окружающей среды для каждой выбранной технологии в рамках различных сценариев. Наконец, в **разделе 5** представлены два практических примера внедрения технологий утилизации ПНГ.

Список компаний, поставляющих и использующих технологии, которые участвовали в настоящем исследовании, приведен в **Приложении 1**.

2. Краткий обзор малотоннажных технологий утилизации ПНГ

В настоящем разделе представлен краткий обзор соответствующих доступных технологий утилизации небольших объемов ПНГ – менее 15 млн ст. куб. футов в сутки (или 0,15 млрд. куб. м/год) – поступающих с нефтепромыслов, включая следующее:

- установки для отбензинивания газа и извлечения ШФЛУ (также известные как мини-ГПЗ), в том числе с возможностью полного фракционирования ПНГ, а также конденсирования и осушения газа (без полного фракционирования)
  газопоршневые двигатели малой мощности
- микротурбины
- эжекторы для утилизации факельного газа (не как окончательный вариант утилизации ПНГ, а, скорее, как вспомогательное решение)
- гибридные решения (например, газопоршневые двигатели + аккумуляторы)
- малотоннажные установки по производству СПГ
- хранение и транспортировка АПГ (эта технология не рассматривается в разделе, посвященном затратам на снижение загрязнение окружающей среды, поскольку уровень ее зрелости недостаточен для утилизации ПНГ)
- мини-заводы по компримированию природного газа (с использованием виртуальных трубопроводов или баллонов/контейнеров)
- технологии транспортировки КПГ
- малотоннажное производство водорода
- малотоннажные установки ГЖК с использованием методов прямой и паровой конверсии ПНГ
- малотоннажные газохимические установки, например, малотоннажные установки по производству аммиака или метанола
- дата-центры.

Эти варианты рассматриваются с учетом уровня их зрелости (т.е. степени готовности технологий), который определяется по уровню внедрения и периоду времени, истекшему с того момента, когда технология стала доступной.

С этой целью для оценки уровня зрелости технологии используются два параметра.

a) Уровень готовности технологии (УГТ) оценивается по следующим категориям: «Зрелая коммерческая технология», «Коммерческая технология», «Опытно-промышленная эксплуатация», «В разработке» или «Этап научных исследований».
- Зрелая коммерческая технология: технология используется примерно на 100 и более установках во всем мире.
- Коммерческая технология: технология используется более чем на 10, но менее чем на 100 установках во всем мире.
- Опытно-промышленная эксплуатация: внедрение технологии происходит на отдельных месторождениях, но она используется менее, чем на 10 установках.
- В разработке: этап научных исследований.

b) Оценка УГТ по стандарту API 17N:

Таблица 1. Оценка уровня готовности технологии по стандарту API 17N

	УГТ (API 17N)	**Этап разработки завершен**	**Описание этапа разработки**
Концепция	**0**	**Неподтвержденная концепция** (Основные НИОКР, документ с описанием концепции)	Рассмотрены и документально зафиксированы основные научно-технические принципы; подготовлен документ с описанием концепции; анализ и испытания не проводятся; проектирование не ведется.
Проверка концепции	**1**	**Концепция подтверждена** (Документальное исследование или НИОКР эксперименты)	a) Определены концепция и (или) области применения технологии b) Концепция и функциональность технологии подтверждены путем проведения анализа и сравнения с характеристиками, схожими с уже существующей технологией c) Проектирование не ведется; все исследования в основном проводятся теоретически без физических моделей, но могут включать в себя эксперименты в рамках НИОКР.
	2	**Концепция валидирована** (Экспериментальная проверка концепции с использованием физических моделей)	Концептуальное решение или инновационные характеристики валидированы с использованием физической модели; проводятся лабораторные испытания макета на функциональность; проектирование не ведется; испытания в условиях окружающей среды не проводятся; до изготовления прототипа в лабораторных условиях проводятся испытания материалов и надежности конструкции основных частей или компонентов.
Прототип	**3**	**Испытание прототипа** (проведены испытания функций, производительности и надежности)	a) Изготовлен прототип установки, который проходит испытания на функциональность и работоспособность; проводятся испытания на надежность, в том числе с использованием методов проверки степени повышения надежности, ускоренные испытания на долговечность и надежность конструкции в соответствующем лабораторном окружении; испытания проводятся без интеграции в систему; b) Проведена оценка соответствия заявленным требованиям; продемонстрированы возможные выгоды и риски.
	4	**Испытания в условиях окружающей среды** (испытания предсерийного образца в условиях	Выполнены все условия УГТ 3; спроектирован, создан и размещен в предполагаемых условиях окружающей среды промышленный образец (или полномасштабный прототип), который проходит испытания в искусственных (например, барокамера) или реальных (например, подводное погружение) предполагаемых условиях

		окружающей среды)	окружающей среды, однако он не смонтирован и не введен в эксплуатацию; испытания на надежность проводятся лишь для подтверждения возможности удовлетворения критериев функциональности и производительности прототипа в предполагаемых условиях эксплуатации и окружающей среды.
	5	**Испытание системы** (испытания интерфейса промышленной системы)	Выполнены все условия УГТ 4; спроектирован, создан и размещен в предполагаемых условиях эксплуатации промышленный образец (или полномасштабный прототип). Выполнена полная интеграция с остальным оборудованием; проведены функциональные испытания, но не в предполагаемых полевых условиях.
Испытания на пригодность к эксплуатации в реальных условиях	**6**	**Монтаж системы** (промышленная система смонтирована и прошла испытания)	Выполнены все условия УГТ 5; создан и размещен в предполагаемых условиях эксплуатации промышленный образец (или полномасштабный прототип); выполнена полная интеграция с остальным оборудованием; проведены функциональные испытания в реальных (или максимально близких к реальным) условиях окружающей среды, и эксплуатация ведется не менее трех лет; на уровне УГТ 6 новому технологическому оборудованию может потребоваться дополнительная техническая поддержка в течение первых 12-18 месяцев.
	7	**Проверка на практике** (производственная система подтверждена путем успешной эксплуатации)	Промышленный образец интегрирован с соответствующей системой, смонтирован и эксплуатируется более трех лет, демонстрируя приемлемый уровень надежности и низкую вероятность отказов на ранних этапах эксплуатации.

В таблице 2 представлены результаты оценки УГТ (уровня готовности технологии) двух упомянутых ранее способов утилизации ПНГ и краткое описание каждого из них[4]. В тех случаях, когда рассматриваемая технология является «зрелой и коммерческой», приводится список ведущих поставщиков.

Таблица 2. Краткое описание всех технологий утилизации ПНГ, рассматриваемых в настоящем докладе, и оценка уровня готовности технологий

Технология: гибридные решения			
Краткое описание	Система генерации электроэнергии, использующая в качестве источника энергии ПНГ в сочетании с возобновляемыми источниками энергии, такими, как солнечные батареи и ветрогенераторы. Следует отметить, что в данном контексте термин «когенерация» не означает комбинированное производство тепла и электроэнергии. Преимущество совместного использования ПНГ и возобновляемых источников энергии для генерации электроэнергии может заключаться в том, что это позволит решить проблему перебоев в работе обоих источников. К тому же, это обеспечивает более эффективное распределение управление нагрузкой.		
Уровень готовности технологии (УГТ)	В разработке (для применения в области утилизации ПНГ)	**УГТ** (*в соответствии со стандартами API*)	От 2 «Проверка концепции» (концепция валидирована) до 5 «Прототип» (испытание системы)

[4] При оценке УГТ использовались следующие источники информации:
Накопленный опыт компаний Carbon Limits и Vygon Consulting: оба партнера консорциума участвовали в проведении нескольких исследований и технико-экономических оценок возможных технологий сокращения объемов факельного сжигания ПНГ. Полученный опыт следует использовать в качестве отправной точки.
Информация, предоставляемая поставщиками технологий: примеры из практики, технические характеристики и другие материалы, предоставленные поставщиками технологий. Эту информацию следует использовать в сочетании с данными из других источников и подвергать критическому анализу во избежание переоценки технологии на основании информации, которая носит потенциально рекламный характер. В рамках данного комплекса работ проведение опросов не предусматривается, однако можно использовать данные опросов, недавно проведенных участниками консорциума.
Доклады нефтедобывающих компаний: при проведении оценки уровня готовности технологии (УГТ) в качестве вспомогательной информации следует использовать материалы, опубликованные нефтедобывающими компаниями, которые реализовали проекты утилизации небольших объемов ПНГ.
Другие литературные источники, такие как научные статьи, доклады и презентации с обзорами существующих технологий и т.п.

Комментарии к УГТ	Ни на одном нефтепромысле, где используется ПНГ, нет примеров применения гибридных установок. Ближе всех к созданию гибридных генерирующих систем подошла компания Aggreko, поставляющая гибридные электрогенераторы, специально рассчитанные на ПНГ, которые уменьшают потребление топлива (например, дизельного). Такие генераторы служат для резервирования солнечных электростанций.
Список литературы	https://www.aggreko.com/en/case-studies/utilities/hybrid-solution-supports-grid-and-reduces-emissions https://www.wartsila.com/marine/build/engines-and-generating-sets/hybrid-solutions https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/storage-solutions/battery-energy-storage/siestart-hybrid-solutions.html

Технология: производство водорода			
Краткое описание	Природный газ — основное сырье для получения водорода, и в принципе это производство можно организовать как малотоннажное на нефтепромыслах, где добывают ПНГ, хотя обычно оно организуется в более крупных масштабах на перерабатывающих предприятиях. Во-первых, ПНГ необходимо переработать в метан, а затем метан преобразовать в водород с помощью i) парового риформинга (ПРМ), ii) пиролиза метана или iii) частичного окисления метана. Водород можно поставлять на рынок в жидкой (криогенный жидкий водород, метанол, аммиак или циклогексан) или твердой (гидридное соединение) форме.		
Уровень готовности технологии (УГТ)	В разработке (для применения в области утилизации ПНГ)	**УГТ** (*в соответствии со стандартами API*)	3 — «Прототип» (испытание прототипа) (для применения в области утилизации ПНГ)
Комментарии к УГТ	Использование ПРМ на перерабатывающих предприятиях – зрелая коммерческая технология, но она не использовалась непосредственно на месторождениях. Использование в дополнение к ПРМ технологии УХУ в целях предотвращения выбросов углекислого газа в настоящий момент находится на этапе опытно-промышленной эксплуатации, причем тоже на перерабатывающих предприятиях. Технология использования пиролиза метана находится на этапе разработки.		
Ведущие поставщики оборудования *(если это зрелая коммерческая технология)*	Не применимо — низкий УГТ.		
Список литературы	Hiiroc Ltd - thermal plasma electrolysis (TPE) of natural gas Scenarios for hydrogen production and transport from AG in a remote location Korneev et al., 2019 - Russian academic paper from 2019: reaction modelling and proposed design of an industrial reactor: (Parkinson et al., 2018) Machlin, V.A.; Cetaruk, J.R. Modern technologies of producing synthesis gas from natural and associated gas. Sci. Tech. J. Chem. Ind. Today 2010, 3, 6–17 Не по тематике ПНГ: York, A.P.E.; Xiao, T.; Green, M.L.H.; Brief overview of the partial oxidation of methane to synthesis gas. Top. Catal. 2003, 22, 345-358, 10.1023/A:1023552709642. (Barkan & Kornev, 2017) Morenov, V.A.; Leusheva, E.L.; Buslaev, G.V.; Gudmestad, O.T.; System of comprehensive energy-efficient utilization of associated petroleum gas with reduced carbon footprint in the field conditions. Energies 2020, 13, 1-14, 10.3390/en13184921.		

Технология: малотоннажные установки ГЖК с получением синтез-газа	
Краткое описание	Технологию газожидкостной конверсии можно использовать для производства высококачественных жидких видов топлива, которые проще поставлять на рынок, чем газ. Первый этап — это производство синтез-газа (H_2+CO) из не содержащего серы природного газа с помощью процесса, известного как риформинг. Затем синтез-газ проходит этап каталитической конверсии (например, с использованием процесса Фишера-Тропша), в результате чего образуются жидкие углеводороды, также известные как синтетическая

	нефть. После этого синтетическая нефть перерабатывается с получением таких жидких продуктов, как нафта, керосин, дизельное топливо, смазочные материалы, растворители и воск. Технология ГЖК применима для работы с разными объемами ПНГ В настоящем исследовании рассматриваются объемы от 2 до 15 млн ст. куб. футов в сутки..		
Уровень готовности технологии (УГТ)	Коммерческая технология	**УГТ** (*в соответствии со стандартами API*)	6 – «Монтаж системы» (промышленная система смонтирована и прошла испытания)
Комментарии к УГТ	• С момента опытно-промышленной эксплуатации прошло более 20 лет • Более 5 лет использования на рынке в различных коммерческих целях • Оборудование используется менее чем на 100 месторождениях • Комментарий GGFR от 2019 года: *«Мы пришли к тому, что на сегодняшний день лишь несколько малотоннажных установок ГЖК доказали свою состоятельность в результате демонстрационных испытаний на производстве и теперь могут рассматриваться, исходя из коммерческих соображений, в целях монетизации попутного газа»*		
Список литературы	Gas-to-liquids Conversion - Arno de Klerk Department of Chemical and Materials, Engineering University of Alberta, Edmonton, Canada Mini-GTL Technology Bulletin		

Технология: малотоннажные установки ГЖК с использованием методов прямой конверсии			
Краткое описание	В отличие от непрямой конверсии прямая конверсия обеспечивает преобразование углеводородов в жидкие химические продукты без промежуточного этапа получения синтез-газа. Проведены испытания нескольких методов прямой конверсии, из которых наиболее проработаны процессы прямого окисления метана до метанола и окислительной димеризации метана.		
Уровень готовности технологии (УГТ)	Ведется опытно-промышленная эксплуатация в области утилизации ПНГ	**УГТ** (*в соответствии со стандартами API*)	6 – «Монтаж системы» (промышленная система смонтирована и прошла испытания)
Комментарии к УГТ	*В отличие от малотоннажных установок ГЖК, предусматривающих получение синтез-газа, прямой метод гораздо реже используется для работы с ПНГ, поэтому данная технология отнесена к категории «коммерческой» с учетом относительно более низкого уровня зрелости.*		
Список литературы	Gas Techno Nordic GTL – a pre-feasibility study on sustainable aviation fuel Mini-GTL Technology Bulletin		

Технология: газопоршневые двигатели малой мощности			
Краткое описание	Надежные и мощные двигатели внутреннего сгорания, предназначенные для использования ПНГ, генерируют либо только электроэнергию, либо тепло и электроэнергию (КПТЭ). Мощность оборудования может достигать 30 МВт с КПД по электричеству более 45% (хотя с попутным нефтяным газом КПД, как правило, ниже вследствие более низкого метанового числа). При благоприятных условиях эти двигатели могут конкурировать с газовыми турбинами. Большинство газопоршневых двигателей могут работать на газе с самым разным составом. Как правило, они рассчитаны на газ, содержащий 70-85% метана (по объему). При том, что двигатели могут работать на газе с более низким содержанием метана, их производительность может снизиться. В случае уменьшения объема подаваемого газа коэффициент использования мощности двигателя может снизиться до 40% от расчетной величины.		
Уровень готовности технологии (УГТ)	Зрелая коммерческая технология	**УГТ** (*в соответствии со стандартами API*)	7 — «Испытания на пригодность к эксплуатации в реальных условиях» (проверка на практике)

Комментарии к УГТ	Наиболее зрелая технология, применимая для генерации электроэнергии
Список литературы	Best Available Techniques Economically Achievable to Address Black Carbon from Gas Flaring: EU Action on Black Carbon in the Arctic – Technical Report 3 GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas. https://documents1.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/pdf/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas.pdf

Технология: установки для отбензинивания газа и извлечения ШФЛУ			
Краткое описание	Извлечение широкой фракции легких углеводородов – это процесс отделения этана от более тяжелых углеводородов (C_2+) для получения этана, СУГ, C_5+ и других газовых фракций (пропан и бутан также разделяются путем фракционирования). После этого этан, СУГ и углеводороды C_5+ можно перекачивать в хранилища и продавать, в то время как непереработанный газ нужно либо отправлять на сжигание в факелах, либо как-то утилизовать. Перечень продуктов, которые можно получить на конкретной установке, зависит от состава ПНГ, наличия рынка сбыта того или иного продукта и экономической целесообразности его выделения: несмотря на то, что технически можно извлечь практически все составляющие ШФЛУ, «обоснованный» коэффициент извлечения колеблется в широких пределах в зависимости от региона. Технология обензинивания газа и извлечения ШФЛУ идеально подходит для отдаленных промыслов, где нет инфраструктуры, а также для всех месторождений с коротким или длительным сроком оставшегося полезного использования (по истечении срока эксплуатации месторождения оборудование легко перевезти в другое место). Данная технология может быть особенно привлекательна при наличии местных рынков сбыта ШФЛУ, а также дорожной и железнодорожной инфраструктуры, необходимой для вывоза продукции. Кроме того, если сбыт отдельных продуктов (например, СУГ и газового конденсата) затруднителен или экономически нецелесообразен из-за отсутствия транспортной инфраструктуры или потенциальных покупателей, во многих случаях их можно смешивать с добываемой нефтью.		
Уровень готовности технологии (УГТ)	Зрелая коммерческая технология	**УГТ** (*в соответствии со стандартами API*)	УГТ 7 «Технология подтверждена путем успешной эксплуатации»
Комментарии к УГТ	Отбензинивание газа и извлечение ШФЛУ – зрелая технология, которая на протяжении многих десятилетий успешно применяется в нефтегазовой отрасли в самых разных регионах. В частности, модульные установки для переработки газа и извлечения ШФЛУ поставлялись на рынок уже в начале 1970-х годов.		
Ведущие поставщики оборудования (если это зрелая коммерческая технология)	• «Аэрогаз» • Air Liquide Engineering & Construction • Aspen Engineering Services • BINGO Interests • Expansion Energy • «ГазСёрф» • GTUIT • MTR • Nacelle • Pioneer Energy		
Список литературы	Air Liquide Engineering & Construction (2021) Natural Gas Liquids Recovery. Recovering Natural Gas Liquids from natural gas. https://www.engineering-airliquide.com/natural-gas-liquids-recovery GazSurf (2021). О компании. Официальный веб-сайт компании «Газсёрф». https://www.gazsurf.com/en/about-us GGFR (2021) GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas. Gas processing, pp. 5-14. https://documents1.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/pdf/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas.pdf Linde (2016) Standard-Plus. A new standard for standard NGL plants, p. 2. https://www.leamericas.com/en/images/Standard%20Plus%20Brochure%202016%20 for%25%20 20Web_tcm136-257181.pdf		

Технология: микротурбины и малогабаритные газовые турбины			
Краткое описание	Микротурбины — это небольшие турбины внутреннего сгорания, мощностью от 25 до 500 кВт (в то время как мощность обычных газовых турбин составляет от 500 кВт до 350 и более МВт). Как и более крупные турбины, микротурбины можно использовать либо для производства одной электроэнергии, либо для комбинированного производства тепла и электроэнергии (КПТЭ). Газовые турбины большей мощности (например модели на 1,8 МВт), также можно использовать в рамках мелкомасштабных проектов утилизации ПНГ, и мы их тоже будем рассматривать в настоящем разделе. Микротурбины и малогабаритные газовые турбины работают на разных видах топлива (это зависит от поставщика), включая природный газ, кислые газы (с большим содержанием H_2S), газы с низшей теплотой сгорания и различные виды жидкого топлива, такие, как бензин, керосин, дизельное топливо/газойль, газовый конденсат и пиролизное масло. Эти турбины широко используются для автономной генерации тепла и электроэнергии, особенно в нефтегазовом секторе.		
Уровень готовности технологии (УГТ)	Зрелая коммерческая технология	**УГТ** (*в соответствии со стандартами API*)	УГТ — 7 «Технология подтверждена путем успешной эксплуатации»
Комментарии к УГТ	Использование микротурбин – зрелая технология, успешно применяемая в различных регионах для автономной генерации тепла и электроэнергии уже около двадцати лет. Современные микротурбинные технологии – это результат работы по совершенствованию малых стационарных газотурбинных установок и газотурбинных двигателей, вспомогательных силовых установок и турбозарядных агрегатов, которая в основном проводилась в автомобильной промышленности, начиная с 1950-х годов. Полевые испытания микротурбин в нефтегазовом секторе начались примерно в 1997 году, а их коммерческая эксплуатация ведется с 2000 года.		
Ведущие поставщики оборудования (если это зрелая коммерческая технология)	• Ansaldo Energia • Capstone Turbine Corporation • OPRA Turbines • SKB Turbina		
Список литературы	Ansaldo Energia (2021) Micro Gas Turbines AET100. Ansaldo Energia official website. https://www.ansaldoenergia.com/business-lines/new-units/microturbines Barney L. Capehart (2016). Distributed Energy Resources (DER). Microturbines. Whole Building Design Guide. National Institute of Building Sciences. https://www.wbdg.org/resources/distributed-energy-resources-der Capstone Turbine Corporation (2021) Products section. Capstone Turbine Corporation official website. https://www.capstoneturbine.com/products Energy Solutions Center. Understanding CHP. 4. CHP Technologies. 4.2 Microturbines. https://understandingchp.com/chp-applications-guide/4-2-microturbines/ СКБ «Турбина» (2021): Гражданская продукция. Газовые микротурбины. Официальный сайт компании SKB Turbina. https://www.skb-turbina.com/produkcziya-grazhdanskogo-naznacheniya/malogabaritnyie-gazoturbinnyie-dvigateli-i-energosistemyi/		

Технология: малотоннажное производство СПГ: виртуальные трубопроводы	
Краткое описание	СПГ (сжиженный природный газ) – это природный газ, охлажденный до жидкой фазы (до температуры от -145 до -163 °C) в целях обеспечения удобства и безопасности его хранения при нормальном давлении или транспортировки (СПГ можно перевозить автомобильным, железнодорожным и морским транспортом). Его удельная энергоемкость обычно составляет около 22 МДж/л, т.е. в 2,5 раза выше по сравнению с КПГ и более чем в 600 раз выше, чем у природного газа при атмосферном давлении. Сжижение газа осуществляется на заводах по производству СПГ. После доставки потребителю СПГ можно регазифицировать, т.е. снова превратить в природный газ в специальных регазификационных терминалах (установках), или использовать непосредственно в жидком виде. В международной практике термин «малотоннажная установка» или «мини-СПГ» обычно означает установки, которые производят до 1 млн т сжиженного газа в год (около 130 млн ст. куб. футов/сут). В тех случаях, когда строительство трубопровода нерентабельно или он еще не проложен, малотоннажные установки СПГ могут создать виртуальный трубопровод для

	транспортировки газа в целях снабжения электростанций и промышленных потребителей и (или) в целях использования газа в качестве автомобильного топлива. Строительство малотоннажных установок СПГ может быть особенно привлекательным решением в удаленных регионах, расположенных далеко от централизованной системы газоснабжения, где есть местный спрос на природный газ. Экономическая эффективность такого проекта во многом зависит от стоимости СПГ в конкретном регионе. Иными словами, решающим фактором нередко становится позиция СПГ в межтопливной конкуренции.		
Уровень готовности технологии (УГТ)	Зрелая коммерческая технология	**УГТ** (*в соответствии со стандартами API*)	УГТ — 7 «Технология подтверждена путем успешной эксплуатации»
Комментарии к УГТ	Технология мини-СПГ – зрелая технология; многочисленные проекты малотоннажного производства СПГ успешно осуществляются на протяжении нескольких десятков лет. В частности, малотоннажное производство СПГ впервые появилось в США в 1960-х и 1970-х годах и в основном состояло из установок, обеспечивавших производство резервного сжиженного газа в период зимних пиковых нагрузок. Сегодня малотоннажные установки для производства СПГ эксплуатируются в самых разных странах и нередко используются для автономной газификации отдаленных районов. В некоторых случаях произведенный ими СПГ поставляется на экспорт.		
Ведущие поставщики оборудования (если это зрелая коммерческая технология)	• Криогаз • Криогенмаш • Cryostar SAS • Expansion Energy • Galileo • GE • JGC Holdings Corporation • Wärtsilä		
Список литературы	B. Price, M. Mahaley & W. Shimer (2014) Optimize small-scale LNG production with modular SMR technology. Gas Processing & LNG. http://www.gasprocessingnews.com/features/201404/optimize-small-scale-lng-production-with-modular-smr-technology.aspx Cryogas (2018) Liquefied natural gas. Cryogas official website. https://cryogenmash.ru/en/about/about-cryogenmash.php Cryogenmash (2021) About Cryogenmash. Cryogenmash official website. https://cryogenmash.ru/en/ GGFR (2021) GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas. Mini-LNG, pp. 29-34. https://documents1.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/pdf/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas.pdf Wärtsilä (2016) Product Guide. LNG plants –mini and small scale liquefaction technology. https://cdn.wartsila.com/docs/default-source/product-files/ogi/lng-solutions/brochure-o-ogi-lng-liquefaction.pdf		

Технология: малотоннажное производство КПГ. Автомобильное топливо и виртуальные трубопроводы	
Краткое описание	КПГ (компримированный природный газ) получают путем сжатия природного газа до уровня, составляющего менее 1% от объема, который он занимает при обычном атмосферном давлении. Удельная энергоемкость КПГ составляет 9 МДж/л, что почти в 250 раз больше, чем у природного газа до сжатия. КПГ в основном используется как топливо для автотранспортных средств, которые были модифицированы или специально разработаны для использования КПГ. Обычно компримирование осуществляется непосредственно на АГНКС, куда природный газ поставляется по трубопроводу. Кроме того, на суше КПГ можно использовать для создания виртуального трубопровода, чтобы поставлять топливо малым электростанция, промышленным потребителям, населению или АГНКС, не подключенных к обычному газопроводу. В этом случае КПГ хранится в специальных контейнерах, которые обычно представляют собой складируемые газовые баллоны высокого давления, и доставляется конечным потребителям на грузовиках. Один грузовик, как правило, может доставить за один рейс примерно 0.25 млн ст. куб. футов газа. КПГ обладает гораздо меньшей удельной энергоемкостью, чем СПГ, что делает его менее целесообразным решением при больших объемах добычи ПНГ и (или) при большей удаленности от рынка сбыта, поскольку в этих случаях для доставки продукта потребителям

	потребуется гораздо больше грузовиков. Но при этом у КПГ ниже капитальные расходы, чем у сжиженного газа, в результате чего эта технология становится особенно привлекательной в противоположной ситуации – небольшой объем добычи ПНГ (<~5 млн ст. куб. футов в сутки) и (или) меньшая удаленность от рынка сбыта.		
Уровень готовности технологии (УГТ)	Зрелая коммерческая технология	**УГТ** (*в соответствии со стандартами API*)	УГТ — 7 «Технология подтверждена путем успешной эксплуатации»
Комментарии к УГТ	Малотоннажное производство КПГ – зрелая технология, успешно применяемая в течение многих десятилетий. Первый двигатель на природном газе появился еще 1915-1916 гг. К сороковым-пятидесятым годам прошлого века КПГ уже широко использовался в Германии, Дании, Норвегии, Румынии, Финляндии, Франции и особенно в Италии, где сменные газовые баллоны были особенно распространены. Сегодня в мире насчитывается более 28,5 млн автотранспортных средств, работающих на природном газе, причем большинство из них используют КПГ. Случаи использования КПГ для газификации потребителей с помощью виртуальных трубопроводов встречаются реже, однако их тоже можно найти в мировой практике. В частности, компания Galileo успешно создала виртуальные трубопроводы в Болгарии (что обеспечило газификацию 13 городов) и Аргентине. Виртуальные трубопроводы, созданные компанией Certarus и другими поставщиками этой технологии, успешно эксплуатируются в Северной Америке. При этом следует отметить, что в мировой практике для компримирования обычно используется трубопроводный газ, а случаи использования технологий КПГ для утилизации ПНГ встречаются довольно редко. Одним из таких примеров является пилотный проект, реализованный компаниями GE и Ferus NGF для нефтедобывающей компании Equinor на месторождениях Баккеновской формации. В рамках этого проекта утилизации ПНГ сухой газ подавался на передвижной компрессор, разработанный компанией GE, а затем сжатый газ в баллонах укладывали в прицепы компании Ferus NGF и с помощью большегрузных автомобилей доставляли на буровые установки, где он использовался как топливо.		
Ведущие поставщики оборудования (если это зрелая коммерческая технология)	• Certarus • Clean Energy • CNG Services • Galileo • Houpu Clean Energy • Quantum Fuel Systems		
Список литературы	Беляев С.В., Давыдков Г.А.: Проблемы и перспективы применения газомоторных топлив. Журнал «Resources and Technology». Certarus (2021) CNG Virtual Pipeline Systems. Официальный сайт компании Certarus. https://certarus.com/virtual_pipeline.php Clean Energy (2021) CNG Virtual Pipeline Services. Clean Energy official website. Официальный сайт компании Clean Energy. https://www.cleanenergyfuels.com/services/virtual-pipeline-services CNG Services (2021). Официальный сайт компании CNG Services. https://www.cngservices.co.uk/index.php/services/virtual-pipelines/ Galileo Technologies (2020) Virtual Pipeline. Официальный сайт компании Galileo Technologies. https://www.galileoar.com/en/virtual-pipeline/ GE (2014) Taming North Dakota's Gas Flares. September 10, 2014. Официальный сайт компании GE. https://www.ge.com/news/reports/taming-north-dakotas-gas-flares GGFR (2021) GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas (GGFR (2021) CNG, pp. 27-28. https://documents1.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/pdf/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas.pdf NGV Global (2019). Current Natural Gas Vehicle Statistics. https://www.iangv.org/current-ngv-stats/ Quantum Fuel Systems (2021) Q-VP. Virtual Pipeline CNG Trailers. Официальный сайт компании Quantum Fuel Systems. https://www.qtww.com/product/virtual-pipeline-cng/ US Department of Energy (2020) Natural Gas Vehicle Basics, p. 1. https://afdc.energy.gov/files/u/publication/natural_gas_basics.pdf		

Технология: мобильные автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС)

Краткое описание	Мобильная АГНКС — это компактная установка, смонтированная на грузовике или прицепе для обеспечения мобильности, которая позволяет компримировать природный газ (обычно он поставляется по трубопроводу), хранить КПГ и заправлять компримированным природным газом автомобили и другие автотранспортные средства. Одна АГНКС обычно вмещает около 0,09 млн ст. куб. футов газа. С технической точки зрения это решение практически идентично обычной АГНКС, за исключением размеров и мобильности.		
Уровень готовности технологии (УГТ)	Зрелая коммерческая технология	**УГТ** (*в соответствии со стандартами API*)	УГТ — 7 «Технология подтверждена путем успешной эксплуатации»
Комментарии к УГТ	Поскольку с технической точки зрения мобильные АГНКС практически идентичны обычным АГНКС, а на рынке уже есть множество решений «под ключ», которые успешно применяются в самых разных странах, эта технология считается зрелой и коммерческой. В частности, компания ООО «Газпром газомоторное топливо» эксплуатирует в России 17 мобильных АГНКС. При этом следует подчеркнуть, что в мировой практике для компримирования обычно используется трубопроводный газ. Мы не смогли установить случаи использования мобильных АГНКС для утилизации ПНГ.		
Ведущие поставщики оборудования (если это зрелая коммерческая технология)	• CNG Center • Houpu Clean Energy • компания «Промышленные компоненты КАМАЗ» • TEGAS		
Список литературы	CNG Center. Mobile CNG Fueling equipment. Официальный сайт компании CNG Center. https://cngcenter.com/cng-equipment/mobile-cng-fueling-station/ GasLiner (2015) Technology section. Официальный сайт компании GasLiner. http://gasliner.com/ ООО «Газпром газомоторное топливо»: Утверждена подпрограмма развития рынка газомоторного топлива Российской Федерации. https://gmt.gazprom.ru/press/news/2020/03/34/ Houpu Clean Energy Co. (2020) Products. Vehicle Application section. Официальный сайт компании Houpu Clean Energy Co. http://en.hqhop.com/prd.aspx?t=14 KAMAZ Industrial Components (2021) Products. Официальный сайт компании «Промышленные компоненты КАМАЗ». https://industrial-kamaz.ru/en/products/agnks/		

Технология: малотоннажная газохимия			
Краткое описание	Природный газ можно использовать в качестве исходного сырья для получения химической продукции – аммиака (NH_3) или метанола (CH_3OH) – на малотоннажных газохимических установках. Первый этап этого процесса одинаков и для аммиака, и для метанола и предусматривает производство водорода одним из трех способов: паровой риформинг метана (наиболее распространенное решение), сухой риформинг метана и частичное окисление метана. Паровой риформинг метана (ПРМ) — это химическая реакция, при которой метан нагревается паром (обычно в присутствии катализатора) с получением смеси моноксида углерода и водорода, которая также известна как синтез-газ или синтетический газ (см. табл. «Технологии производства водорода»). Сухим риформингом метана называется каталитический риформинг метана и углекислого газа с получением синтез-газа, а частичное окисление метана – это технически отработанный процесс, при котором природный газ смешивается с ограниченным количеством кислорода, вызывая экзотермическую реакцию. В дальнейшем для получения аммиака проводится химическая реакция между водородом и азотом в присутствии катализатора: $3H_2 + N_2 \rightarrow 2NH_3$. Необходимый для этого процесса азот выделяется из атмосферного воздуха с помощью воздухоразделительной установки (ВРУ). Следует отметить, что это довольно энергоемкий процесс. Для производства метанола проводится химическая реакция между водородом и моноксидом углерода в присутствии катализатора: $CO + 2H_2 \rightarrow CH_3OH$.		
Уровень готовности	**Малотоннажное производство аммиака:** Коммерческая технология	**УГТ** (*в соответствии*	УГТ — 7 «Технология подтверждена путем успешной эксплуатации»

технологии (УГТ)	**Малотоннажное производство метанола:** Зрелая коммерческая технология	*со стандартами API*)	
Комментарии к УГТ	Несмотря на то, что малотоннажное производство и метанола, и аммиака выведено на рынок, число таких проектов ограничено по сравнению с другими способами монетизации природного газа. Однако следует отметить, что малотоннажные установки по производству метанола чаще используются нефтегазодобывающими компаниями (по сравнению с малотоннажными установками по производству аммиака), поскольку метанол можно применять непосредственно на месторождении в качестве реагента или ингибитора, препятствующего образованию гидратов на стенках труб или в стволе скважины. В частности, эта практика встречается на месторождениях Сибири и Крайнего Севера. С другой стороны, аммиак в основном используется для производства азотных удобрений, и с учетом высокой стоимости транспортировки этого продукта поиск потребителей аммиака, полученного из ПНГ, может оказаться сложной задачей.		
Ведущие поставщики оборудования (если это зрелая коммерческая технология)	• Air Liquide • Bluescape Clean Fuels • CEAMAG • GasTechno • Haldor Topsoe • Johnson Matthey • New Technologies LLC • ЗАО «Безопасные технологии»		
Список литературы	Air Liquide (2021) Our Technologies. Petrochemicals. Официальный сайт компании Air Liquide. https://www.airliquide.com/engineering-construction/our-technologies Arora S. and Prasad R. (2016) An overview on dry reforming of methane: strategies to reduce carbonaceous deactivation of catalysts. RCS Advances. Issue 110. https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2016/ra/c6ra20450c Bluescape Clean Fuels (2020) Главная страница официального сайта компании Bluescape Clean Fuels. https://bluescapecleanfuels.com/ CEAMAG (2021) Technologies. Ammonia. Официальный сайт компании CEAMAG. https://www.ceamag.com/en/technologies/ammonia De Campos Roseno, K.T. et al. (2018) Syngas production using natural gas from the environmental point of view. Biofuels-State of Development, pp. 273-290. https://www.intechopen.com/chapters/59618 GasTechno (2020) Meet GasTechno. Официальный сайт компании GasTechno. https://gastechno.com/ GGFR (2021) GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas. Mini-GTL, pp. 35, 38, 40. https://documents1.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/pdf/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas.pdf Haldor Topsoe (2021) Annual Report 2020 Presentation. https://www.topsoe.com/hubfs/DOWNLOADS/DOWNLOADS%20-%20Annual%20reports/2020/Haldor%20Topsoe%20AR2020_20210223.pdf?hsLang=en ICIS (2010) Methanol Production and Manufacturing Process. 2010/04/27. https://www.icis.com/explore/resources/news/2010/04/27/9076036/methanol-production-and-manufacturing-process J. Jianga et al. (2018) Energy Consumption Optimization of a Synthetic Ammonia Process Based on Oxygen Purity. Chemical Engineering Transactions. Vol. 70, 2018. https://www.aidic.it/cet/18/70/081.pdf Johnson Matthey (2021) Methanol process. Официальный сайт компании Johnson Matthey. https://matthey.com/en/products-and-services/chemical-processes/licensed-processes/methanol-process Nitrogen+Syngas (2018) Sustainable ammonia for food and power. Nitrogen+Syngas 354. July-August 2018, p. 6. https://www.protonventures.com/wp-content/uploads/2018/09/NS-354-Small-scale-plant-design-PROTON-VENTURES-3-1.pdf Pattabathula V., Richardson J. (2016) Introduction to Ammonia Production. AIChE. September 2016. https://www.aiche.org/resources/publications/cep/2016/september/introduction-ammonia-production ЗАО «Безопасные технологии» (2021). О компании. Официальный сайт ЗАО «Безопасные технологии». https://zaobt.ru/en/about ThyssenKrupp website (2021) Small Scale Methanol. Официальный сайт концерна ThyssenKrupp. https://www.thyssenkrupp-industrial-solutions.com/en/products-and-services/chemical-plants-and-processes/methanol-plants/small-scale-methanol VYGON Consulting (2019) Gas Chemical Industry of Russia. Part 1. Methanol: Only Plans So Far. Executive Summary. March 2019. https://vygon.consulting/en/products/issue-1585/		

Технология: инновационные способы производства электроэнергии			
Краткое описание	Газопоршневые двигатели и газовые турбины производят электроэнергию, однако отсутствие доступа к энергосистеме и (или) отсутствие местного спроса могут ограничивать потенциальный рынок сбыта этой электроэнергии. В таких случаях можно создавать энергоемкие предприятия непосредственно на месторождении, чтобы использовать этот потенциальный источник электрической энергии. Примерами таких предприятий являются дата-центры или станции водоподготовки. Дата-центр – это специализированное здание, где размещено множество мощных компьютеров и необходимых для их работы систем, которые эффективно и бесперебойно обрабатывают огромные объемы данных. Организации используют дата-центры для размещения (хостинга) важной информации и решения задач, требующих больших вычислительных мощностей, таких, как, например, рендеринг (компьютерная графика) или тренировка моделей искусственного интеллекта. Кроме того, при наличии соответствующего оборудования дата-центры можно использовать для майнинга криптовалют. С учетом этих характеристик и количества оборудования, которое обычно размещается в дата-центрах, они отличаются очень высокой энергоемкостью. Станциям водоподготовки требуется электрическая энергия, и их можно использовать для производства воды для орошения или питьевой воды. Источником воды могут быть сточные воды или соленая вода из подземных водоносных горизонтов или моря. Наличие электрической энергии в местах, не подключенных к энергосистеме (например, на месторождениях), позволит очищать или опреснять воду в регионах, страдающих от нехватки воды.		
Уровень готовности технологии (УГТ)	Коммерческая технология	**УГТ** (*в соответствии со стандартами API*)	УГТ — 7 «Технология подтверждена путем успешной эксплуатации»
Комментарии к УГТ	В большинстве регионов примеры создания дата-центров, работающих на электроэнергии, генерируемой из ПНГ, ограничиваются пилотными проектами. Сегодня эта технология наиболее распространена в США, где работает компания Crusoe Energy Systems, поставляющая модульные дата-центры. В настоящее время эта компания эксплуатирует 40 модульных дата-центров, работающих на электроэнергии, которую производят из ПНГ, в штатах Северная Дакота, Монтана, Вайоминг и Колорадо.		
Ведущие поставщики оборудования (если это зрелая коммерческая технология)	• Crusoe Energy Systems		
Список литературы	Cambridge Dictionary (2021) Data center definition. https://dictionary.cambridge.org/dictionary/english/data-centre Cisco (2021) What Is a Data Center. https://www.cisco.com/c/en/us/solutions/data-center-virtualization/what-is-a-data-center.html Crusoe Energy Systems (2019) Digital Flare Mitigation. https://www.crusoeenergy.com/digital-flare-mitigation		

Технология: хранение и транспортировка адсорбированного природного газа			
Краткое описание	Технологии адсорбции природного газа (АПГ) позволяют хранить в том же контейнере в 1,5-3 раза больше газа по сравнению с КПГ, что дает возможность уменьшить толщину стенок и вес цистерн для хранения газа. В каждую цистерну помещается адсорбент (например активированный уголь), в результате чего в цистерне можно хранить больше газа. Однако после первого опорожнения контейнера в адсорбенте остается от 15% до 30% газа, что снижает его реальную газоемкость при последующем заполнении.		
Уровень готовности технологии (УГТ)	***В промышленных масштабах:*** В разработке ***Малотоннажные грузовые автомобили*:** коммерческая технология	**УГТ** (*в соответствии со стандартами API*)	***В промышленных масштабах:*** 2 «Проверка концепции» (концепция подтверждена) ***Малотоннажные грузовые автомобили*:** 7 «Технология подтверждена

			путем успешной эксплуатации»
Комментарии к УГТ	Технология уже достигла коммерческой стадии в виде производства топливных баков для малотоннажных грузовых автомобилей.		
Список литературы	Ingevity - Adsorbed Natural Gas Storage of Natural Gas by Adsorption Process Adsorption method for the recovery of hydrocarbons from natural gas and associated petroleum gas https://cenergysolutions.com/ang-storage/		
Технология: эжекторы для улавливания факельного газа			
Краткое описание	В газовых эжекторах используется рабочая среда высокого давления, которая обеспечивает компримирование низконапорного газа и облегчает его транспортировку до места утилизации или до трубопровода. Как правило, давление рабочей среды должно быть в 2-10 раз выше необходимого выходного давления (в зависимости от характеристик газа и требуемого давления на выходе). Если эжекторы (также эдукторы или эжекторные насосы) используют высоконапорный газ из существующих источников, они не требуют эксплуатационных расходов. У газового эжектора есть три разъема для подсоединения: один для высоконапорного газа, один для низконапорного и один для сброса. У эжектора есть форсунка, которая смешивает два поступающих в эжектор потока, преобразуя энергию давления жидкости высокого давления в кинетическую энергию. Таким образом, эжектор может снизить или повысить давление низконапорного газа.		
Уровень готовности технологии (УГТ)	Зрелая коммерческая технология	**УГТ** (*в соответствии со стандартами API*)	7 «Технология подтверждена путем успешной эксплуатации»
Комментарии к УГТ	• Опыт эксплуатации в производственных условиях – более 21 года • Свыше 100 случаев применения		
Список литературы	https://www.ipieca.org/resources/energy-efficiency-solutions/efficient-use-of-power/ejectors/ Ejector Technology for Efficient and Cost Effective Flare Gas Recovery		

3. Оценка технологий утилизации ПНГ

В настоящем разделе для более подробного анализа отобраны несколько малотоннажных технологий из числа рассмотренных в разделе 2. Для сбора данных использовались следующие источники: 1) существующие публикации; 2) интервью с поставщиками технологий; 3) по возможности, интервью с операторами, использующими эти технологии.

В обобщенном виде собранные данные представлены в форме унифицированных сводных таблиц.

Таблица 3. Формат унифицированной сводной таблицы с описанием технологии

Пример:	
Общее описание: о*бщее описание технологии, включая ссылки на различные источники информации.* **Достоинства технологии:** *основные преимущества и важные факторы влияния* **Основные ограничения:** *перечень ограничений технического и нетехнического характера, отмеченных теми, кто давал интервью. Этот перечень не является исчерпывающим.*	*Изображение со ссылкой*
Диапазон производительности (в млн ст. куб. футов/сут)	
Вид производимой продукции	*Рассматриваются самые разные (не всегда взаимозаменяемые) технологии. В этом разделе представлены виды производимой продукции.*
Выход на млн ст. куб. футов газа	*Не всегда уместно (например, в случае технологий транспортировки)*
Требования к предварительной подготовке газа	*В этом разделе указываются требования к качеству газа на входе.*
Модульность	*В этом разделе описываются модульные решения и, следовательно, определяется гибкость технологии*

Другие возможности масштабирования	
Необходимые вспомогательные (дополнительные) оборудование и ресурсы	*Перечисляются требования, касающиеся другого необходимого оборудования.*
Область применения (на суше/на шельфе)	
Ограничения по температуре окружающей среды	
Необходимое минимальное давление подачи газа	
Диапазон рабочих температур	
Другие климатические ограничения	
Углеродный след и прочие воздействия на окружающую среду	
Вопросы безопасности	
Возможность применения технологий УХУ/УУХУ	
Прочие соображения	

3.1 Гибридные решения

Когенерация или гибридные решения	**УГТ: от API 2** *«В разработке» — «Проверка концепции» (концепция валидирована) до API* **5** *«Прототип» (испытание системы)*
Общее описание: Инновационный подход, предусматривающий комбинирование малотоннажного производства электроэнергии из ПНГ с аккумуляторами и (или) возобновляемыми источниками энергии, такими, как солнечная энергия или ветер. Нет задокументированных случаев использования технологии на производстве, однако компания Aggreko сообщила о заинтересованности нефтедобывающих компаний – прежде всего, в системе аккумуляторов, способных повысить гибкость поставок электроэнергии, вырабатываемой установками, сочетающими газопоршневые двигатели малой мощности и микротурбины[5]. **Достоинства технологии:** • Возможность повышения гибкости газопоршневых двигателей малой мощности или микротурбин в части управления меняющейся нагрузкой, что позволяет устранить один из недостатков газопоршневых двигателей с дизельными электрогенераторами. • Более обоснованная экспортная цена электроэнергии благодаря повышению гибкости реагирования на колебания спроса. • Удобство применения в случае дистанционного управления (необязательно). **Основные ограничения:** Цены на аккумуляторы неуклонно снижаются, но гибридная система всегда будет оставаться более сложной, чем система, основанная на одной технологии (например, дизель-генератор). Можно ожидать, что такой повышенный уровень сложности найдет отражение в росте капитальных и эксплуатационных расходов гибридных систем.	 *Пример гибридного электрогенератора: Система Aggreko HPS3K позволяет генераторам на месторождении переключаться с выдачи обычной высокой мощности на аккумуляторный источник, когда нужна меньшая мощность. Генераторами могут быть, например, газопоршневые двигатели на ПНГ. Источник: компания Aggreko*
Диапазон производительности (в млн ст. куб. футов/сут)	Для компонента, связанного с газопоршневым двигателем: 0,04-2,1 (*эквивалент 200 кВт-10 МВт, где объем газа, необходимый для выработки 1 МВт, составляет 248 ст. куб. м/час или 0,21 млн ст. куб. футов в сутки*)

[5] https://www.greeleytribune.com/2016/09/05/energy-pipeline-tech-talk-converting-flared-gas-to-electricity-at-the-tank-battery/
https://www.comap-control.com/solutions/application/power-generation-from-flared-gas
https://www.comap-control.com/solutions/case-study/bi-fuel-conversion-on-an-oil-rig

Вид производимой продукции	Электроэнергия
Выход на млн ст. куб. футов газа	Для компонента, связанного с газопоршневым двигателем: около 4,7 МВт.
Требования к предварительной подготовке газа	Для компонента, связанного с газопоршневым двигателем: обычно требуется осушение газа и удаление конденсируемых углеводородов. Поскольку во многих случаях отмечается относительно высокое содержание высших углеводородов, может потребоваться снижение номинальной мощности. В случае высокой концентрации H_2S также может потребоваться обессеривание газа.
Модульность	Для компонента, связанного с газопоршневым двигателем: двигатели обычно устанавливаются в контейнерных блоках вместе со всеми периферийными системами (вентиляция, глушители, охлаждение, центр управления), которые монтируются внутри или на крыше. Для аккумуляторного компонента: высокомодульная конструкция Для компонента, связанного с возобновляемыми источниками энергии: высокомодульная конструкция
Другие возможности масштабирования	Широкие возможности
Необходимые вспомогательные (дополнительные) оборудование и ресурсы	Информация для этого компонента гибридной системы приведена в таблице «Газопоршневые двигатели». Интеграция с возобновляемыми источниками энергии и (или) аккумуляторными батареями требует прокладки кабелей и наличия системы управления электропитанием.
Область применения (на суше/на шельфе)	Газопоршневые двигатели в гибридном варианте с аккумуляторами применимы как на суше, так и на шельфе.
Ограничения по температуре окружающей среды	Для компонента, связанного с газопоршневым двигателем: высокие температуры окружающей среды требуют снижения мощности и установки вентиляции
Необходимое минимальное давление подачи газа	Для компонента, связанного с газопоршневым двигателем: давление подачи газа, как правило, составляет 80-200 фунт/кв. дюйм
Диапазон рабочих температур	Для аккумуляторных батарей предпочтительны умеренные температуры, поскольку при очень низких и очень высоких температурах они обычно работают хуже.
Другие климатические ограничения	Нет
Углеродный след и прочие воздействия на окружающую среду	Углеродный след газопоршневого двигателя или системы с аккумуляторами меньше, чем у дизельного электрогенератора
Вопросы безопасности	Такие же, как и в случае газопоршневых двигателей малой мощности
Возможность применения технологий УХУ/УУХУ	Неактуально при данном масштабе использования технологии
Прочие соображения	-

3.2 Производство водорода

Производство водорода	**УГТ:** «В разработке» от API 3 «*Испытание прототипа» до API* 5 «*Испытание системы*»

Общее описание:

Природный газ — наиболее распространенный вид сырья для получения водорода, однако его производят не на нефтяных месторождениях, а на перерабатывающих предприятиях. Причина заключается в том, что водород производится там, где он нужен для других производственных процессов, чтобы избежать сложных и дорогостоящих проблем, связанных с транспортировкой. На нефтяных месторождениях нет спроса на водород, и поэтому он там до сих пор не производился. Смысл новой предлагаемой технологии состоит в том, чтобы монетизировать избыток ПНГ путем его преобразования в водород до транспортировки на рынки сбыта.



Малотоннажная установка по производству водорода из природного газа. Фото с сайта компании Hygear

Существуют три основных способа преобразования метана, содержащегося в природном газе или ПНГ, в водород: паровой риформинг метана (ПРМ), пиролиз метана и частичное окисление. В настоящее время самым дешевым и распространенным методом является ПРМ, однако побочным продуктом его применения являются выбросы углекислого газа, для борьбы с которыми необходимы технологии УХУ. Установки ПРМ обычно оснащены водородными очистителями для удаления азота и CO_2 из производимого водорода. Поставщики, как правило, предлагают реакторы предриформинга для преобразования более тяжелых углеводородов (если они содержатся в исходном природном газе в большом количестве) в метан перед подачей в установку ПРМ.

Независимо от технологии получения водород, произведенный из ПНГ, нужно доставить на рынок, причем перевозить его можно в разных формах, в том числе в газообразной (в баллонах высокого давления), жидкой (криогенный жидкий водород) и твердой (гидриды). Сжижение водорода и производство твердых гидридов связаны со значительными дополнительными расходами. Тем не менее, в ряде случаев часть или весь объем произведенного водорода можно использовать на месте с целью сокращения или исключения транспортных расходов. В частности, если это допускают свойства трубопроводного газа, водород смешивают с газом в газопроводе (примерно до 30%), а также добавляют в газовое топливо (примерно до 30%) газовых турбин для производства электроэнергии, тем самым уменьшая углеродный след.

Достоинства технологии:

- Получение водорода как ценного конечного продукта
- Хотя производство водорода связано с технологическими выбросами CO_2, сжигание H_2 в качестве топлива вообще не приводит к выбросам углерода. Следовательно, если на заводе по производству водорода смонтировать установку УХУ, то теоретически можно получить топливо с нулевым уровнем выбросов углерода.

Основные ограничения:

- Сложность транспортировки на большие расстояния в виде газа. Высокая стоимость сжижения. Более того, преобразование в такие «энергоносители», как NH_3 или метанол, может оказаться неэффективным из-за ограниченного количества производимого H_2.
- Высокая чувствительность к загрязнениям и присутствию тяжелых углеводородов (в частности, H_2S, C_2, C_3, C_4, C_5+…). Для удаления C_2+ можно использовать реакторы предриформинга.
- Как правило, это капиталоемкая технология.

Диапазон производительности (в млн ст. куб. футов/сут)	Такие поставщики, как Hygear, предлагают и миниатюрные (объем переработки газа менее 0,1 млн ст. куб. футов в сутки), и очень крупные установки (объем переработки газа – несколько млн ст. куб. футов в сутки). Другие поставщики (например, JGC) выпускают установки мощностью более 10 млн куб. футов в сутки.
Вид производимой продукции	Газообразный водород, жидкий водород, гидриды
Выход на млн ст. куб. футов газа	Компании Hygear и JGC утверждают, что можно получить до двух миллионов ст. куб. футов водорода на один миллион ст. куб. футов

	сырьевого газа (после предварительной подготовки в реакторе предриформинга).
Требования к предварительной подготовке газа	Требуется удаление H_2S (максимальная допустимая концентрация не превышает 0,05 моля %) Кроме того, необходим предриформинг ШФЛУ для удаления более тяжёлых фракций (максимально допустимая концентрация C_3 у разных поставщиков оборудования составляет менее 3-5%). Некоторые поставщики считают, что из сырьевого газа нужно удалять H_2O, однако другие утверждают, что этого не требуется.
Модульность	Большинство поставщиков предлагают модульные установки, способные работать параллельно. Компания Hygrear уточнила, что их установки могут работать даже при таком низком коэффициенте нагрузки, как 10%.
Другие возможности масштабирования	
Необходимые вспомогательные (дополнительные) оборудование и ресурсы	Чистая вода (уровень чистоты котловой воды) как сырье для производства пара (по оценкам, 25-35 норм. куб. м на тонну H_2). Расход электроэнергии составляет 2-3 МВт·ч на тонну H_2
Область применения (на суше/на шельфе)	Испытания не проводились.
Ограничения по температуре окружающей среды	Установки ПРМ способны работать при температуре окружающей среды от -5 до 50 градусов. При более низких температурах рекомендуется поместить установку в бокс. При более высоких температурах могут потребоваться системы охлаждения.
Необходимое минимальное давление подачи газа	Минимальное давление обычно превышает 10 бар (в зависимости от необходимого давления водорода как готового продукта). Поставщики нередко предлагают компрессоры, если давление сырьевого газа ниже указанного значения.
Диапазон рабочих температур	Технология применяется при обычных температурах переработки ПНГ.
Другие климатические ограничения	-
Углеродный след и прочие воздействия на окружающую среду	В процессе ПРМ в качестве побочного продукта образуется CO_2, который обычно выбрасывается в атмосферу. Как правило, на 1 кг произведенного водорода приходится около 10-12 кг выбросов CO_2. Выбросы можно уменьшить с помощью технологий УХУ. На каждый миллион ст. куб. футов сырьевого газа должно быть от 0,6 до 0,7 млн ст. куб. футов газового топлива.
Вопросы безопасности	Особые меры безопасности необходимы при использовании баллонов с водородом под давлением. Обычно в установках ПРМ есть предохранительные затворы. Затвор должен находиться в тех местах, где нет опасности возгорания.
Возможность применения технологий УХУ/УУХУ	Применение таких технологий возможно, однако в случае очень маленьких установок они экономически невыгодны, поскольку количество CO_2 слишком незначительно для того, чтобы установка УХУ окупилась.
Прочие соображения	

3.3 Малотоннажные установки ГЖК с получением синтез-газа

Малотоннажные установки ГЖК	**УГТ: «Коммерческая технология»** от **API 6** (*производственная система смонтирована и прошла испытания*) до API **7** *(производственная система подтверждена путем успешной эксплуатации)*

Общее описание:

Газожидкостная конверсия (ГЖК) — термин, обозначающий технологию производства синтетических жидких продуктов (дизельное топливо, нафта, керосин, смазочные материалы, растворители и воск) из природного или попутного газа, что облегчает транспортировку готовой продукции на рынки сбыта. Конверсия газа в жидкость осуществляется путем получения синтетического газа («синтез-газа») в качестве промежуточного продукта (непрямая конверсия).

При непрямой конверсии синтез-газ (т.е. H_2 и CO) образуется в результате процесса, известного как риформинг. Затем синтез-газ подвергается каталитическому преобразованию. Например, применяется процесс Фишера-Тропша (ФТ), позволяющий получить жидкий углеводородный продукт, известный как синтетическая нефть. Ряд поставщиков оборудования используют для производства синтетических жидкостей не процесс ФТ, а другие процессы каталитической конверсии.

Для получения жидкого топлива из таких синтетических жидких углеводородов нередко необходим этап облагораживания или переработки (например, крекинга). Однако компания Greyrock сообщила об усовершенствовании своего катализатора, которое позволяет производить жидкое топливо, требующее лишь незначительной переработки (например, дистилляции) после каталитической конверсии.



Экспериментальная малотоннажная установка газожидкостной конверсии компании Pioneer Energy



Малотоннажная установка газожидкостной конверсии компании Greyrock

Достоинства технологии:

- Значительное повышение ценности и рыночной привлекательности продукта.
- Расширение возможностей транспортировки продукта (например, продукт можно смешать с нефтью, что позволяет использовать существующие нефтепроводы).
- Поставщики оборудования заявляют о возможности его эксплуатации при объемах попутного газа менее 1 млн ст. куб. футов в сутки.
- Большинство поставщиков оборудования предлагают модульные масштабируемые решения.
- Некоторые поставщики заявляют о возможности дистанционного управления оборудованием.
- Возможность изготовления варианта оборудования, приемлемого для дистанционного управления.

Основные ограничения:

- Попутный газ требует предварительной подготовки, т.е. удаления H_2S и C_3+ перед подачей в установку для производства синтез-газа.
- Процесс чувствителен к примесям, таким как влага и CO_2,и очень чувствителен к H_2S.
- Большая энергоемкость. Необходимо производство электроэнергии на территории промысла. Поставщики оборудования обычно предлагают в составе своих модулей электрогенераторы в качестве дополнительного оборудования.
- Необходима подача воды. В результате каталитической конверсии выделяется большое количество выделение CO_2.
- Традиционно большие капитальные затраты (как и у других технологий ГЖК и ГХ), хотя в последние годы уровень затрат снизился.

Диапазон производительности (в млн ст. куб. футов/сут)	Поставщики малотоннажных установок ГЖК предлагают оборудование производительностью от <1 млн ст. куб. футов в сутки до нескольких миллионов ст. куб. футов в сутки

Вид производимой продукции	Синтетическое дизельное топливо, синтетическая нафта, воск, синтетическая сырая нефть.
Выход на млн ст. куб. футов газа	До 100 баррелей дизельного топлива или синтетической сырой нефти, или, например, 70 баррелей дизельного топлива + 30 баррелей нафты.
Требования к предварительной подготовке газа	Для повышения эффективности процесса необходимо удалить ШФЛУ. При необходимости нужно провести обессеривание попутного газа. Допускается небольшое количество CO_2.
Модульность	Да
Другие возможности масштабирования	Как правило, установки могут работать при более низком коэффициенте нагрузки.
Необходимые вспомогательные (дополнительные) оборудование и ресурсы	Необходимы электроэнергия и тепло, в том числе, для производства пара. При использовании технологии автотермического риформинга (ATR) можно добиться более низкого потребления энергии. Однако технология ATR требует подачи воздуха, что, в свою очередь, увеличивает энергоемкость. Требуется постоянная или периодическая подача воды (в зависимости от конкретного процесса). Задействованные в этом процессе катализаторы нужно регенерировать, а иногда заменять (в зависимости от качества газа). Необходима чистая вода. Поставщики обычно предлагают установки для очистки и рециркуляции воды.
Область применения (на суше/на шельфе)	Несмотря на проблемы, связанные с наличием достаточного пространства и устойчивостью оборудования, некоторые поставщики утверждают, что их установки можно применять на шельфовых месторождениях (случаи использования оборудования в рамках шельфовых проектов неизвестны).
Ограничения по температуре окружающей среды	Предпочтительны температуры от -20 до +40 °C. Выпускаются защитные боксы. В случае охлаждения продуктов с помощью теплообменников с воздушным охлаждением могут возникать проблемы при высокой температуре воздуха.
Необходимое минимальное давление подачи газа	Поставщики обычно предлагают в составе своих установок компрессорное оборудование, поэтому можно использовать даже газ низкого давления.
Диапазон рабочих температур	Обычные температуры попутного газа не представляют проблемы.
Другие климатические ограничения	-
Углеродный след и прочие воздействия на окружающую среду	В процессе производства синтез-газа в качестве побочного продукта образуется CO_2. Это увеличивает «углеродный след» данной технологии. Технологии ГЖК относительно энергоемки. Низкая углеродная эффективность по сравнению с другими технологиями утилизации ПНГ.
Вопросы безопасности	-
Возможность применения технологий УХУ/УУХУ	Теоретически CO_2, который образуется в результате этого процесса, можно улавливать, хотя в случае малотоннажного производства это связано с серьезной проблемой экономической целесообразности, поскольку количество образующегося CO_2 незначительно.
Прочие соображения	-

3.4 Малотоннажные установки ГЖК с использованием метода прямой конверсии

Малотоннажные установки ГЖК с использованием метода прямой конверсии	**УГТ: «Коммерческая технология»** *(для природного газа)* и «**Испытание прототипа**» *(для ПНГ)* от **API 6** (*производственная система смонтирована и прошла испытания*) до API **7** (*производственная систему подтверждена*

	путем успешной эксплуатации)
Общее описание: В результате прямой конверсии газообразные углеводороды преобразуются в жидкие химические вещества без промежуточного производства синтез-газа. Проведены испытания нескольких методов прямой конверсии, из которых наиболее проработаны процессы прямого окисления метана до метанола и окислительной димеризации метана. К числу других прямых методов относится пиролиз CH_4 – процесс расщепления природного газа непосредственно на водород и твердый углерод в реакторе при чрезвычайно высокой температуре. **Достоинства технологии:** • Производство метанола, который можно использовать непосредственно на большинстве нефтедобывающих предприятий (и значительно сократить расходы на его завоз). Кроме того, метанол — ценный рыночный продукт. • Поставщики заявляют о возможности работы с объемами попутного газа менее 0,5 млн куб. футов в сутки. • В отличие от традиционного непрямого процесса ГЖК катализаторы не применяются. • Может перерабатывать газ с высоким содержанием влаги и CO_2 • Возможность дистанционного управления. **Основные ограничения:** • Как и непрямой способ ГЖК, процесс чувствителен к примесям, таким, как H_2S. • Может быть энергоемким (зависит от степени переработки), включая необходимость в производстве электроэнергии на месторождении. Поставщики обычно предлагают в составе своих модулей электрогенераторы в качестве дополнительного оборудования. • Необходимы подача кислорода и производство электроэнергии на месторождении. Поставщики обычно предлагают в составе своих модулей электрогенераторы в качестве дополнительного оборудования. • Традиционно большие капитальные затраты, хотя в последние годы уровень затрат снизился (один из поставщиков оборудования заявил об успешном снижении удельных капитальных затрат до уровня, составляющего менее половины объема капитальных расходов при традиционном процессе ГЖК). В случаях использования ВРУ капитальные расходы увеличиваются, но зато снижаются эксплуатационные издержки. Эксплуатационные издержки могут быть высокими в случае использования баллонного кислорода.	 *Источник: GasTechno*
Диапазон производительности (в млн ст. куб. футов/сут)	От менее 0,5 млн ст. куб. футов в сутки до нескольких млн ст. куб. футов в сутки. Компания GasTechno предлагает установки с объемом переработки газа 0,3 млн ст. куб. футов в сутки. По желанию заказчика могут быть разработаны установки с другими параметрами.
Вид производимой продукции	Метанол, некоторое количество формалина и еще меньше этанола (в зависимости от состава газа).
Выход на млн ст. куб. футов газа	Приблизительно 0,012-0,018 тонн продукта (метанол и этанол) на млн ст. куб. футов
Требования к предварительной подготовке газа	Допустимо содержание ШФЛУ до 10% по объему. При необходимости нужно провести обессеривание попутного газа. Допустимы низкие концентрации CO_2. Удаление H_2O, как правило, не требуется.
Модульность	Да

Другие возможности масштабирования	Как правило, установки могут работать при более низком коэффициенте нагрузки. Компания GasTechno утверждает, что установки могут работать в диапазоне от 30% до более чем 100% номинальной мощности.
Необходимые вспомогательные (дополнительные) оборудование и ресурсы	Для этого процесса необходима электроэнергия. Для этого процесса необходим кислород.
Область применения (на суше/на шельфе)	Случаи использования на шельфе неизвестны.
Ограничения по температуре окружающей среды	Предпочтительны температуры от -20 до +40 °C. Выпускаются защитные боксы. В случае охлаждения продуктов с помощью теплообменников с воздушным охлаждением могут возникать проблемы при высокой температуре воздуха.
Необходимое минимальное давление подачи газа	Процесс протекает при очень высоком давлении (около 1000 фунтов на кв. дюйм).
Диапазон рабочих температур	Обычные температуры попутного газа не представляют проблемы.
Другие климатические ограничения	-
Углеродный след и прочие воздействия на окружающую среду	Технологии ГЖК с прямой конверсией являются относительно энергоемкими, хотя отсутствие необходимости в производстве синтез-газа обеспечивает определенную экономию энергии.
Вопросы безопасности	-
Возможность применения технологий УХУ/УУХУ	-
Прочие соображения	-

3.5 Газопоршневые двигатели малой мощности

Газопоршневые двигатели малой мощности	**УГТ: «Зрелая коммерческая технология»** **УГТ 7** *(производственная система подтверждена путем успешной эксплуатации)*
Общее описание: Малогабаритные генераторные установки используют поршневые двигатели для вращения генератора, который, в свою очередь, вырабатывает электроэнергию. Газопоршневые двигатели можно использовать в качестве альтернативы дизельным генераторным установкам, чтобы избежать необходимости транспортировки и хранения дизельного топлива, особенно в удаленных районах. Во многих случаях состав попутного нефтяного газа хорошо подходит в качестве топлива для газопоршневых двигателей, хотя может потребоваться некоторая предварительная подготовка. В зависимости от наличия местного спроса отработанное тепло двигателей можно также использовать для отопления или охлаждения на территории промысла — так называемое комбинированное производство тепла и электроэнергии (КПТЭ). Небольшие газопоршневые двигатели, потребляющие от 0,1 до 2 млн ст. куб. футов ПНГ в сутки (с возможностью модульного расширения для переработки больших объемов) — это надежные и эффективные двигатели внутреннего сгорания, интегрированные с электрогенератором. В зависимости от состава газа (метанового числа) и вида предварительной подготовки при благоприятных условиях электрический КПД может достигать более 40%, что соответствует показателям более крупных газовых турбин. **Достоинства технологии:** • Позволяет устранить потребность в поставках и хранении дизельного топлива для производства электроэнергии • В зависимости от качества газа общий КПД превышает 60% в случае комбинированного производства тепла и электроэнергии и 45% в случае производства только электроэнергии. • Допускает различные метановые числа газа (жирный или тощий газ). • Может работать с газом с высоким содержанием C_3, C_4, CO_2 и N_2. • Контейнерные решения «под ключ» обеспечивают быстрый монтаж. **Основные ограничения:** • Низкое метановое число, обусловленное высоким содержанием CO_2 и C_2-C_4, оказывает влияние на объем выпуска конечного продукта. Низшая теплотворная способность должна превышать 750 БТЕ/ст. куб. футов, хотя двигатель способен функционировать даже ниже этого предела, но с более низкой производительностью. • Гибкость: одним из недостатков газопоршневых двигателей по сравнению с дизельными является их относительно небольшая гибкость при колебаниях нагрузки (минимальный коэффициент нагрузки — 40%).[6] • Выбросы NO_x: газопоршневые двигатели обычно требуют избирательного каталитического восстановления (ИКВ) выхлопных газов для удаления этих выбросов.	 *Установка Jenbacher серии 3 пр-ва компании Clarke Energy* https://www.clarke-energy.com/us/gas-engines/type-3-gas-engines/jenbacher-3-series/  www.aggreko.com
Диапазон производительности (в млн ст. куб. футов/сут)	0,1 млн ст. куб. футов в сутки для двигателей мощностью 300-500 кВт (в зависимости от состава газа), 1 млн ст. куб. футов в сутки для двигателей мощностью ~3-5 МВт (в зависимости от состава газа).

[6] Новая разработка устраняет это ограничение путем создания гибридной системы, сочетающей аккумуляторные батареи с газопоршневыми двигателями (подробнее см. раздел «Гибридные решения»).

Вид производимой продукции	Электрическая энергия и тепло (дополнительно)
Выход на млн ст. куб. футов газа	От 90 до 150 МВт·ч электроэнергии на млн ст. куб. футов сырья — в зависимости от состава ПНГ и КПД оборудования
Требования к предварительной подготовке газа	Обычно требуется осушение и удаление конденсируемых углеводородов (C_5+). Часто из-за относительно высокого содержания высших углеводородов при слишком низком метановом числе необходимо снижение объема выпускаемой продукции (т.е. эффективности). В случае высокой концентрации H_2S может также потребоваться обессеривание газа.
Модульность	Двигатели обычно устанавливаются в контейнерных блоках вместе со всеми периферийными системами (вентиляция, глушители, охлаждение, центр управления), которые монтируются внутри или на крыше. Модульная конструкция возможна.
Другие возможности масштабирования	Большой выбор индивидуальных параметров двигателя. Обычная практика — параллельная установка нескольких двигателей. Масштабируемость неполная, поскольку коэффициент нагрузки обычно не может быть ниже 40%. В противном случае двигатель останавливается.
Необходимые вспомогательные (дополнительные) оборудование и ресурсы	По словам одного из поставщиков, обычно поставляются резервные насосы, централизованные охладители, баллоны с пусковым воздухом, автоматические фильтры смазочного масла, глушители выхлопных газов и котлы, которые монтируются отдельно[7]
Область применения (на суше/на шельфе)	На шельфе применяются редко из-за более строгих правил монтажа и нехватки места.
Ограничения по температуре окружающей среды	Нет. Сообщается о применении в арктическом климате, а также в жарких пустынных районах. Высокая температура окружающей среды ведет к снижению мощности и требует установки вентиляции
Необходимое минимальное давление подачи газа	Давление подачи может составлять менее 1 бар
Диапазон рабочих температур	Обычные температуры попутного газа не представляют проблемы.
Другие климатические ограничения	Нет
Углеродный след и прочие воздействия на окружающую среду	Для снижения выбросов оксидов серы и оксидов азота могут потребоваться фильтры и катализаторы. Выбросы CO_2 (которые также имели бы место при факельном сжигании).
Вопросы безопасности	Небезопасна эксплуатация в зонах со взрывоопасной атмосферой классов 0, 1 и 2 (т.е. в районах, где при обычных условиях эксплуатации постоянно присутствует или может присутствовать в течение длительного времени (или даже периодически в течение коротких периодов времени) взрывоопасная газовая атмосфера). Обычно предусматриваются искрогасители и корпуса с вентиляцией.
Возможность применения технологий УХУ/УУХУ	На малотоннажных установках улавливание углерода невозможно из-за слишком низких объемов CO_2, не позволяющих использовать технологии улавливания. В более крупных установках УХУ возможно, но будет очень дорогим из-за малого количества CO_2
Прочие соображения	-

[7] https://www.wartsila.com/marine/build/engines-and-generating-sets/wartsila-engines-auxiliary-systems

3.6 Установки для отбензинивания газа и извлечения ШФЛУ

Установки для отбензинивания газа и извлечения ШФЛУ	**УГТ: «Зрелая коммерческая технология»** **УГТ 7** *(производственная система подтверждена путем успешной эксплуатации)*
Общее описание: Газоперерабатывающее оборудование отделяет ШФЛУ от ПНГ с получением этана, СУГ, C_5+ и природного газа (пропан и бутан также можно выделить путем фракционирования). Этан, СУГ и углеводороды C_5+ затем поступают в хранилища и идут на продажу, а природный газ можно либо сжигать в факелах, либо утилизовать. **Достоинства технологии:** Отбензинивание газа и извлечение ШФЛУ идеально подходят для отдаленных месторождений, где нет инфраструктуры, а также для всех месторождений с коротким или длительным сроком оставшегося полезного использования (по истечении срока эксплуатации месторождения оборудование легко перевезти в другое место). Данная технология может быть особенно привлекательна при наличии местных рынков сбыта ШФЛУ, а также дорожной и железнодорожной инфраструктуры, необходимой для вывоза продукции. Данная технология особенно привлекательна при наличии местных рынков сбыта ШФЛУ, а также дорожной или железнодорожной инфраструктуры, необходимой для вывоза продукции. Кроме того, если сбыт отдельных продуктов (например, СУГ и газового конденсата) затруднителен или экономически нецелесообразен из-за отсутствия транспортной инфраструктуры или потенциальных покупателей, во многих случаях их можно смешивать с добываемой нефтью. **Основные ограничения:** За исключением вопросов экономической эффективности малотоннажных газоперерабатывающих заводов, которая зависит от ряда факторов, включая состав ПНГ (предпочтительно высокое содержание ШФЛУ) и местонахождение промысла (в плане наличия транспортной инфраструктуры и рынка сбыта производимых ШФЛУ), существенных ограничений для внедрения данной технологии утилизации ПНГ не выявлено. Однако при этом необходимо учитывать следующее: ▪ При высоком содержании сероводорода и меркаптанов требуется обессеривание. Предельно допустимое содержание H_2S зависит от конкретного поставщика оборудования. ▪ В большинстве случаев CO_2 также необходимо удалять. Устойчивые к CO_2 установки способны выдерживать до 0,5% углекислого газа, но у других типов оборудования этот предел еще ниже. ▪ До извлечения ШФЛУ из сырьевого газа необходимо удалить воду. Поставщики технологий подчеркивают, что в случае высокого содержания воды решение этой проблемы может оказаться весьма затруднительным и потребовать установки нескольких дополнительных агрегатов. ▪ При использовании на шельфе основным ограничением является наличие достаточного места на платформе.	*Установка для отбензинивания ПНГ и извлечения ШФЛУ по технологии ООО «АЭРОГАЗ», работающая на Добринском месторождении «Волга Газ» (Россия)*  *Источник: ООО «АЭРОГАЗ», Сколково*
Диапазон производительности (в млн ст. куб. футов/сут)	Эту технологию можно применять как на новых, так и на освоенных месторождениях, при самых разных объемах переработки газа. Минимальная мощность, предлагаемая поставщиками технологий, обычно составляет 0,5-0,7 млн ст. куб. футов в сутки, хотя существуют и более мелкие установки. В частности, компания Pioneer Energy предлагает установку Flarecatcher

	400-65 с объемом переработки газа 400 млн ст. куб. футов/сут.[8] Компания также заявляет, что ее оборудование может работать при нулевом потоке газа, поэтому технические ограничения по минимальному объему ПНГ практически отсутствуют. Следует отметить, что «типичный» объем газа в рамках проекта утилизации может значительно превышать необходимый объем сырьевого газа, так как оборудование обычно выпускается со стандартными типоразмерами. Эта технология имеет высокий потенциал масштабирования, поскольку максимальный объем переработки газа можно увеличить за счет строительства дополнительных установок, т.ч. ограничения по максимальному объему переработки ПНГ практически отсутствуют. ООО «ГазСёрф» и другие поставщики технологий отмечают, что минимальный экономически оправданный масштаб установки по переработке газа и извлечению ШФЛУ во многом зависит от состава ПНГ. В частности, установки очень малой мощности рентабельны только в случае очень жирного газа.
Вид производимой продукции	В целом установки по переработке ПНГ и извлечению ШФЛУ позволяют разделять этан, СУГ, C_5+ и природный газ (пропан и бутан также могут выделяться путем фракционирования) в зависимости от состава установленного оборудования. Перечень продуктов, которые можно получить на конкретной установке, зависит от состава ПНГ, наличия рынка сбыта того или иного продукта и экономической целесообразности его выделения.
Выход на млн ст. куб. футов газа	Выход продукции зависит от состава сырьевого газа и эффективности процесса получения ШФЛУ (она зависит от поставщика оборудования и составляет от 25% до 100%). Таким образом, при типичном составе тощего попутного газа 1 млн ст. куб. футов в сутки может дать до 0,77 млн ст. куб. футов метана в сутки, 0,13 млн ст. куб. футов этана в сутки, 0,07 млн ст. куб. футов СУГ (пропан, изобутан и n-бутан) в сутки и 0,02 млн ст. куб. футов углеводородов C_5+ в сутки. Следует отметить, что коэффициент извлечения ШФЛУ зависит в первую очередь от экономической эффективности и технических возможностей, поскольку для достижения более высоких коэффициентов извлечения необходимы большие капитальные и эксплуатационные расходы. По данным ООО «АЭРОГАЗ», «типичный» среднеотраслевой уровень в России — 70-75% СУГ и 95% углеводородов C_5+. Компания Pioneer Energy также подтверждает, что технически возможно извлечь до 100% ШФЛУ, однако экономически эффективный коэффициент извлечения существенно отличается от региона к региону — в основном в зависимости от состава ПНГ.
Требования к предварительной подготовке газа	Ограничений по составу ПНГ нет. Однако при высоком содержании сероводорода и меркаптанов требуется обессеривание. Предельно допустимое содержание H_2S зависит от конкретного поставщика оборудования. В частности, Aspen Engineering Services отмечает, что их оборудование выдерживает до 2-3% H_2S, в то время как другие поставщики технологий указывают, что их продукция выдерживает до 20 частей на млн или около 0,25% H_2S. Компания Pioneer Energy отмечает, что даже если оборудование способно работать с высоким содержанием серы, ее удаление все равно может потребоваться для достижения желаемого качества продукта. В большинстве случаев CO_2 также необходимо удалять: при том, что устойчивые к CO2 установки способны выдерживать концентрации углекислого газа до 0,5%[9], у других типов оборудования этот предел еще ниже. Компания Pioneer Energy также подчеркивает необходимость отделения воды, и эта функция нередко предусмотрена в стандартной комплектации. В случае высокого содержания воды решение этой проблемы может оказаться весьма затруднительным и потребовать установки нескольких дополнительных агрегатов. Процессы глубокого извлечения ШФЛУ (где температура достигает -100 °C) остаточное содержание воды не должно превышать 0,1 частей на млн по объему.[10] В процессах, протекающих при более высоких температурах (например,

[8] Pioneer Energy. Технические характеристики установки Flarecatcher 400-65. Официальный сайт Pioneer Energy. Ссылка: https://www.pioneerenergy.com/sites/570fd5172c1cc42da4030bf9/content_entry57574a755918ad1f9837958e/57574f7f5918ad1f9837c81d/files/Flarecatcher_400-65_-_Spec_Sheet.pdf?1566097423

[9] Linde (2019) Natural Gas Processing Plants. Extracting maximum value from natural gas, p. 11. https://www.linde-engineering.com/en/images/Natural-gas-processing-plants_2019_tcm19-4271.pdf

[10] Siirtec Nigi. Gas Dehydration and Hydrates Control. https://www.siirtecnigi.com/design-gas-dehydration

	фракционирование), максимально допустимое содержание воды значительно выше[11].
Модульность **Другие возможности масштабирования**	Существуют модульные и масштабируемые (на раме или в контейнерах) установки для извлечения ШФЛУ, поставляемые различными поставщиками оборудования, включая ООО «Аэрогаз», Pioneer Energy, ООО «ГазСёрф» и Aspen Engineering Services. По истечении срока эксплуатации месторождения эти установки можно перевезти в другое место для последующей эксплуатации. Эти установки могут иметь разный срок службы, который указан в спецификациях изготовителя[12]. Компания Pioneer Energy отмечает, что модульные решения с объемом переработки газа 15+ млн ст. куб. футов в сутки могут быть рентабельными. Однако при больших объемах (особенно более 60 млн ст. куб. футов в сутки) традиционные (немодульные) установки более эффективны. По данным ООО «АЭРОГАЗ», их заказчики проявляют большой интерес к мобильным установкам благодаря экономическим выгодам, связанным с возможностью их перевозки на другие месторождения, что особенно важно в случае месторождений с коротким сроком полезного использования и (или) небольшими запасами ПНГ. В таких установках применяются проектные решения, обеспечивающие компактность конструкции — например, внутритрубные сепараторы[13]. Однако в ряде стран (в частности, в России) существуют определенные юридические препятствия для внедрения мобильных установок по переработке ПНГ и извлечению ШФЛУ, связанные с требованием «привязки» установок к конкретному месторождению. По этой причине в настоящее время в России нет примеров эксплуатации мобильных установок. В связи с вышеизложенным при рассмотрении возможности применения мобильного оборудования (и не только газоперерабатывающих установок) необходимо учитывать специфику местного законодательства.
Необходимые вспомогательные (дополнительные) оборудование и ресурсы	Для работы установок по переработке ПНГ требуется источник электроэнергии. И хотя наличие существующей инфраструктуры более предпочтительно, можно самостоятельно вырабатывать электроэнергию непосредственно на месторождении. ООО «ГазСёрф» отмечает, что генерирующее оборудование на газе, обычно потребляет около 300-350 норм. куб. м (10,6-12,4 млн ст. куб. фут) на один мегаватт мощности, что составляет около 8-12% сырьевого газа. Однако другие технологии могут требовать меньше электроэнергии. По данным компании Aspen Engineering Services, ее решения на основе процесса NGL Pro, направляют на выработку электроэнергии около 5% сырьевого газа благодаря тому, что их технология не требует искусственного охлаждения или механической рефрижерации. Кроме того, для вывоза продукции требуется транспортная инфраструктура. Помимо этого, может потребоваться азот в качестве продувочного газа: он широко используется в нефтегазовой промышленности для обеспечения взрывобезопасности[14].
Область применения (на суше/на шельфе)	Установки по переработке ПНГ можно эксплуатировать и на суше, и на шельфе[15]. При использовании на шельфе основным ограничением является наличие достаточного места на платформе [16]. Как отмечалось выше, компактность установок по переработке ПНГ достигается за счет применения определенных конструктивных

[11] H. Paradowski, A. Le-Gall & B. Laflotte (2005) Compare the different options for NGL recovery from natural gas, p. 8. http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2005/SDS_TIF/050215.pdf
[12] GGFR (2021) GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas. Gas processing, pp. 5-14. https://documents1.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/pdf/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas.pdf
[13] Внутритрубные сепараторы отделяют основную массу поступающего природного газа. Это позволяет либо полностью отказаться от применения крупногабаритных объемных сепараторов, либо сделать его значительно меньше, что существенно уменьшает размеры всей технологической установки в целом.
[14] С. Михалев, А. Платонов, А. Гришина. Технико-экономические аспекты определения концентрации газообразного азота, необходимой для обеспечения взрывобезопасности. https://www.ukz.ru/stati/tehniko-ykonomicheskie-aspenkty-opredeleniya-koncentracii-gazoobraznogo-azota-neobhodimoi-dlya-obespecheniya-vzryvobezopasnosti/
[15] GGFR (2021) GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas. Gas processing, pp. 5-14. https://documents1.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/pdf/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas.pdf
[16] Boffelli, G.A.D., Mendoza, A.L. & Ramirez, J. (2020) NGL Recovery at the Gulf of Mexico: A Profitable Strategy at Offshore Facilities, p. 4.

	решений — например, за счет использования внутритрубных сепараторов. По данным компании Aspen Engineering Services, необходимо также учитывать размер компрессоров. ООО «ГазСёрф» также отмечает, что компактность и повышенные требования к надежности, связанные с применением на шельфовых месторождениях, как правило, значительно увеличивают капитальные расходы на установки по переработке ПНГ и извлечению ШФЛУ. Компания Pioneer Energy сообщает, что ее оборудование достаточно компактно и может использоваться на шельфовых месторождениях. Однако такое оборудование несколько отличается от продукции, предназначенной для эксплуатации на суше. В частности, применяется специальная морская краска.
Ограничения по температуре окружающей среды	Как отмечают в ООО «АЭРОГАЗ», продукция компании успешно эксплуатируется в различных климатических зонах, включая регионы, где температура окружающей среды в разные сезоны колеблется от -60 °C до +50 °C. К числу примеров относятся технологические установки, эксплуатируемые на месторождении «С. Балгимбаев» в Казахстане (жаркий климат), а также в Якутии в России (холодный климат). Таким образом, по температуре окружающей среды ограничений практически нет. Однако следует отметить, что, поскольку процессы отделения ШФЛУ обычно связаны с охлаждением, перерабатывающая установка при прочих равных условиях будет менее эффективной в теплом климате. Это подтверждают поставщики технологий, включая «ГазСёрф» и Aspen Engineering Services. Как отмечают в ООО «ГазСёрф», чтобы эксплуатировать оборудование в очень холодном климате, необходимо использовать специальные марки стали для его изготовления и обеспечить такому оборудованию дополнительное техническое обслуживание.
Необходимое минимальное давление подачи газа	Минимальное требуемое давление сырьевого газа зависит от поставщика оборудования. При этом следует отметить, что некоторые поставщики, включая Pioneer Energy, GTUIT и MTR, предлагают оборудование, способное принимать исходный газ, подаваемый практически без давления. Решения других поставщиков могут требовать минимального давления на входе в диапазоне от 25 до 75 фунтов на кв. дюйм[17]. Компания Pioneer Energy также отмечает, что оптимальная работа оборудования достигается при давлении на входе, равном 450 фунтов на кв. дюйм. Для работы некоторых установок может потребоваться более высокое давление. В частности, существуют процессы, требующие перепада давления не менее 600-800 фунтов на кв. дюйм, хотя колебания объема подачи не представляют проблемы. При необходимости нужное давление достигается с помощью компрессора.
Диапазон рабочих температур	Температура существенно меняется в течение всего процесса. В частности, фракционирование обычно происходит при температурах от -35 до -25 °C, а криогенные процессы производства этана протекают в температурном диапазоне от -120 до -110 °C. ООО «АЭРОГАЗ» отмечает, что поддержание нужных рабочих температур имеет большое значение для этого процесса, поскольку неоптимальные условия приводят к снижению эффективности извлечения ШФЛУ. Тем не менее, они не являются критическими препятствиями для применения технологии. Нужные температуры достигаются путем установки необходимого оборудования – например, аппаратов воздушного охлаждения или теплообменников.
Другие климатические ограничения	Компания Pioneer Energy отмечает, что помимо атмосферной температуры, существует еще несколько факторов окружающей среды, влияющих на работу оборудования. В частности, нежелательны большие высоты над уровнем моря. Следует также учитывать влажность воздуха и количество осадков.
Углеродный след и прочие воздействия на	Внедрение данной технологии снижает негативное воздействие на окружающую среду за счет сокращения объемов факельного сжигания газа. Следует отметить, что установки по переработке ПНГ и извлечению ШФЛУ являются источником определенного количества выбросов, поскольку сжигают 5-12% ПНГ для

[17]GGFR (2021) GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas. Gas processing, pp. 5-14. https://documents1.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/pdf/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas.pdf

окружающую среду	обеспечения электропитания оборудования. Интенсивность таких выбросов зависит от состава сырьевого газа.
Вопросы безопасности	Как отмечают поставщики технологий, работа установок по переработке ПНГ и извлечению ШФЛУ не создает существенных рисков в области безопасности, поскольку это зрелая технология, а необходимое оборудование производится в соответствии с жесткими государственными стандартами и правилами. Кроме того, компания Aspen Engineering Services подчеркивает, что определенные риски связаны с повышенным давлением в оборудовании, необходимом для извлечения ШФЛУ (как и в случае любой технологии, требующей повышенного давления), хотя поставляемые установки обычно отличаются взрывобезопасностью и оснащаются сразу несколькими системами безопасности, включая сигнализацию и телеметрию. Компания Pioneer Energy также подтверждает отсутствие существенных рисков для здоровья и безопасности людей. Компания отмечает, что при проектировании вопросам безопасности уделяется особое внимание, а установки оснащаются многочисленными автоматизированными системами безопасности, включая газовые датчики для обнаружения утечек.
Возможность применения технологий УХУ/УУХУ	Технологии УХУ уже успешно внедрены на нескольких крупных газоперерабатывающих предприятиях. К числу наиболее ярких примеров относятся газовые заводы Century и Val Verde в Техасе, завод In Salah в Алжире, проект по закачке газа в пласт Горгон в Австралии и др.[18] Как отмечают поставщики оборудования, хотя применение технологий УХУ/УУХУ на малотоннажных объектах теоретически возможно, это, как правило, экономически нецелесообразно. Ниже приведены примеры технологий УХУ, которые прошли испытания в лабораторных и реальных условиях и сейчас ожидают коммерческого внедрения и технически пригодны для применения в малотоннажных перерабатывающих установках: ▪ Мембранный процесс DDR — высокоэффективная технология разделения CO_2 с использованием мембраны из так называемого DDR-цеолита. Процесс пригоден для отделения CO_2 от попутного газа (диоксид углерода попадает в попутный при использовании третичных методов увеличения нефтеотдачи путем закачки CO_2) и от природного газа с высоким содержанием CO_2[19]; ▪ Процесс HiPACT, в котором CO_2 извлекается при высоком давлении из природного газа и синтез-газа[20]. Важно отметить, что предлагаемые технологии также применимы для осушения CO_2 перед его закачкой в пласт. В настоящее время такие решения использует, в частности, ООО «АЭРОГАЗ». Компания Aspen Engineering Services также подчеркивает потенциальные возможности применения этой технологии для повышения нефтеотдачи пластов. Компания Pioneer Energy отмечает, что оборудование применимо для сжижения CO_2.
Прочие соображения	1) Существуют различные методы извлечения ШФЛУ, в том числе решения с применением холодильных установок и технологии, в которых используется перепад давления. Первые более распространены в западных странах, а вторые — в России и странах СНГ. 2) Ряд технологий позволяет возвращать обратно в технологический процесс газ выветривания (т.е. газ, выделившийся из жидкой фазы), отличающийся высоким содержанием ШФЛУ, который обычно сжигается в факелах; это повышает общий коэффициент извлечения ШФЛУ[21].

[18] Carbon Brief (2014) Around the world in 22 carbon capture projects. Technology section. October 7. 2014. https://www.carbonbrief.org/around-the-world-in-22-carbon-capture-projects

[19] JGC Holdings Corporation. DDR Membrane - CO_2 Separation for Natural Gas Treatment. https://www.jgc.com/en/business/tech-innovation/environment/ddr-membrane.html

[20] JGC Holdings Corporation. HiPACT - an Innovative CO_2 Capture Process (Корпорация JGC Holdings. https://www.jgc.com/en/business/tech-innovation/environment/hipact.html

[21] В процессе низкотемпературной сепарации газ из скважин поступает во впускной сепаратор, где происходит отделение жидкой фазы. После охлаждения газ поступает в низкотемпературный сепаратор. Там от газового потока отделяются конденсированные жидкие углеводороды и водный раствор ингибитора образования гидратов. Жидкая фаза из

	3) Как отмечает компания Pioneer Energy, унифицированные установки по переработке ПНГ и извлечению ШФЛУ обычно дешевле и поставляются быстрее. Однако уникальные решения могут оказаться лучшим вариантом, поскольку они способны значительно увеличить выход продукции.

3.7 Микротурбины и малогабаритные газовые турбины

Микротурбины и малогабаритные газовые турбины	**УГТ: «Зрелая коммерческая технология»** **УГТ 7** *(производственная система подтверждена путем успешной эксплуатации)*
Общее описание: Микротурбины — это небольшие турбины внутреннего сгорания, мощностью от 25 до 500 кВт[22] (в то время как мощность обычных газовых турбин составляет от 500 кВт до 350 и более МВт). В микротурбинах газообразные продукты сгорания вращают турбину, которая, в свою очередь, вращает электрогенератор для производства электроэнергии. Как и более крупные турбины, микротурбины можно использовать либо для производства одной электроэнергии, либо для комбинированного производства тепла и электроэнергии (КПТЭ). Газовые турбины большей мощности (например модели на 1,8 МВт, поставляемые компанией OPRA Turbines), также можно использовать в рамках мелкомасштабных проектов утилизации ПНГ, и мы их тоже будем рассматривать в настоящем разделе; однако следует отметить, что ввиду различий между микротурбинами и малогабаритными газовыми турбинами при необходимости они будут рассматриваться по отдельности. Микротурбины и малогабаритные газовые турбины работают на разных видах топлива (это зависит от поставщика), включая природный газ, кислые газы (с большим содержанием H_2S), газы с низшей теплотой сгорания и различные виды жидкого топлива, такие, как бензин, керосин, дизельное топливо/газойль, газовый конденсат и пиролизное масло. Эти турбины широко используются для автономной генерации тепла и электроэнергии, особенно в нефтегазовом секторе. **Достоинства технологии:** Использование микротурбин – зрелая технология, успешно применяемая в различных регионах для автономной генерации тепла и электроэнергии уже около двадцати лет. Это также относится к турбинам большей мощности. Как сообщает компания OPRA Turbines, ее продукция широко используется для малотоннажного КПТЭ (комбинированного производства тепла и электроэнергии) благодаря отсутствию строгих требований технического обслуживания, а также низкому уровню выбросов и шума. В отличие от газопоршневых двигателей, микротурбины и малогабаритные газовые турбины обычно менее требовательны к качеству газа. В частности, изделия компаний Capstone Green Energy и OPRA Turbines выдерживают содержание H_2S до 3% и 4%, соответственно. Кроме того, оборудование компании OPRA Turbines может работать на ПНГ с постоянно меняющимся составом, что компания считает своим главным конкурентным преимуществом.	*Микротурбина C200S мощностью 200 кВт пр-ва компании Capstone Green Energy*  *Источник: компания Capstone Green Energy* *Газовая турбина OP16 пр-ва компании OPRA*  *Источник: OPRA Turbines*

низкотемпературного сепаратора нагревается в рекуперативном теплообменнике и затем поступает в трехфазный сепаратор. Оттуда газ выветривания с высоким содержанием ШФЛУ обычно направляется на факельное сжигание. В то же время некоторые виды оборудования (в частности — технологии компании «Газсёрф») позволяют направлять выветривающийся газ обратно в технологический процесс и извлекать из него ШФЛУ.
Источник: «Газсёрф» (2021) Низкотемпературная сепарация Официальный веб-сайт компании «Газсёрф». https://gazsurf.com/ru/gazopererabotka/stati/item/metody-podgotovki-prirodnogo-gaza-k-transportirovke-v-truboprovode

[22] Barney L. Capehart (2016). Distributed Energy Resources (DER). Микротурбины Whole Building Design Guide. National Institute of Building Sciences.
https://www.wbdg.org/resources/microturbines#:~:text=Microturbines%20are%20small%20combustion%20turbines,airplanes%2C%20and%20small%20jet%20engines.

Благодаря компактным размерам микротурбины больше подходят для эксплуатации на шельфовых месторождениях, чем другие энергетические установки. **Основные ограничения:** Основным ограничением для внедрения этой технологии на том или ином месторождении обычно является недостаточный спрос и отсутствие потенциальных потребителей на территории месторождения. Однако эта проблема решается путем создания энергоемкого объекта вблизи месторождения — например, дата-центра (более подробная информация приведена в настоящем докладе в разделе «Дата-центры»). К тому же, при том, что микротурбины и малогабаритные газовые турбины обладают достаточной гибкостью в отношении состава и свойств ПНГ по сравнению с другими энергетическими установками, и состав, и свойства газа все же необходимо учитывать, поскольку некоторые поставщики оборудования разрабатывают его с учетом конкретных характеристик сырьевого газа, что, в итоге, может потребовать его предварительной подготовки. Однако это ограничение не является универсальным. В частности, компания OPRA Turbines отмечает, что их продукция может использовать ПНГ с постоянно меняющимся составом, что компания рассматривает как основное конкурентное преимущество. Микротурбины дороже газопоршневых двигателей.	
Диапазон производительности (в млн ст. куб. футов/сут)	Минимально допустимого объема сырьевого газа нет, так как газовые турбины способны работать при нагрузке, значительно ниже номинальной. Например, ряд поставщиков оборудования сообщают, что их газовые турбины могут работать при коэффициенте нагрузки всего в 5%. **Типичный диапазон мощности микротурбин** Как отмечалось выше, к микротурбинам обычно относят небольшие газовые турбины мощностью от 25 до 500 кВт. Компания Capstone Green Energy, один из основных поставщиков микротурбин, предлагает модели мощностью от 65 кВт до 1 МВт (состоящие из пяти микротурбин по 200 кВт в едином корпусе). У микротурбин весьма значительный потенциал масштабирования. Компания Capstone Green Energy отмечает, что она реализовала проекты общей мощностью 5 МВт. Компания также подчеркивает, что объем потребляемого ПНГ зависит от его состава, причем массовый расход выше у низкоэнергетических видов топлива. Модель мощностью 65 кВт обеспечивает удельный расход тепла 12,4 МДж / кВт·ч, а модели мощностью 200-1000 кВт — 10,9 МДж / кВт·ч. **Типичный диапазон мощности малогабаритных газовых турбин** Типичная турбина компании OPRA Turbines вырабатывает до 1,8 МВт электроэнергии и до ~4,5 МВт тепла/6 тонн пара в час, что доводит общий КПД использования топлива до 93%. Потенциал масштабирования позволяет построить электростанцию общей мощностью до 20 МВт. Удельный расход тепла турбины мощностью 1,8 МВт составляет 14,4 МДж/кВт·ч[23]. Потребление ПНГ на один мегаватт генерируемой мощности зависит свойств и энергосодержания газа, а также от поставщика оборудования. По данным компании OPRA Turbines, ее модель OP 16 мощностью 1,8 МВт потребляет от 550 до 2500 куб м в час, что составляет от 0,47 до 2,12 млн ст. куб. футов в сутки, т.е. от 0,26 до 1,18 млн ст. куб. футов в сутки на один мегаватт. Столь широкий диапазон обусловлен тем, что оборудование OPRA Turbines может работать на сырьевом газе с очень низкой теплотворной способностью.
Вид производимой продукции	В зависимости от режима генерации и типа оборудования газовые турбины производят: ▪ только электричество; ▪ электроэнергию и тепло в режиме КПТЭ.

[23] OPRA Turbines (2021) Technical parameters of OPRA OP16 gas turbine unit. Официальный сайт компании OPRA https://www.opraturbines.com/wp-content/uploads/2020/07/OPRA_Technical_Leaflet_Russian.pdf

	Кроме того, как указывает компания Capstone Green Energy, выхлопные газы ее микротурбин также можно утилизовать. В частности, их можно использовать для получения: ▪ 250 кг пара в час при давлении 8 Бар (изб.) на турбине мощностью 200 кВт; ▪ до 180 тепловых кВт в виде горячей воды на турбине мощностью 65 кВт. Горячая вода идет, например, на нагрев сырой нефти Выхлопные газы турбин компании Capstone Green Energy можно также использовать для абсорбционного охлаждения.
Выход на млн ст. куб. футов газа	**Выход на 1 млн ст. куб. футов в сутки для микротурбин** Если предположить, что микротурбина работает на природном газе со средней теплотой сгорания 48,5 МДж/кг[24] и плотностью 0,68 кг/норм. куб. м, то при расходе в один миллион ст. куб. футов в сутки ежегодно генерируется от 27,5 до 31,3 ГВт·ч энергии. При работе на обедненном ПНГ эта величина уменьшается примерно в 1,3 раза. **Выход на 1 млн ст. куб. футов в сутки для малогабаритных газовых турбин** Исходя из вышеуказанных предположений и удельного расхода тепла турбиной в 14,4 МДж/кВт•ч, газовые турбины способны вырабатывать около 23,7 ГВт•ч энергии в год на один млн ст. куб. футов сырьевого газа в сутки.
Требования к предварительной подготовке газа	**Микротурбины** По данным компании Capstone Green Energy, ПНГ требует предварительной подготовки, чтобы он соответствовал техническим условиям сырьевого газа. В частности, ПНГ следует перегреть на 15 °C выше точки росы при давлении подачи, составляющем от 65 до 75 фунтов на кв. дюйм (изб.) в зависимости от модели турбины. Кроме того, может потребоваться удаление примесей и ШФЛУ. В то же время микротурбины в целом менее требовательны к качеству сырьевого газа по сравнению с другими энергетическими установками и мало чувствительны к таким примесям, как H_2S, SO_2 и N_2. Например, продукция компании Capstone Green Energy допускает содержание H_2S, CO_2 и N_2 до 3%, 70% и 22%, соответственно.[25] **Малогабаритные газовые турбины** Технические условия сырьевого газа могут меняться в зависимости от поставщика оборудования, а требования к предварительной подготовке не являются универсальными. В частности, в случае многовальных турбин требуется обязательная предварительная подготовка ПНГ. В то же время ряд поставщиков предлагают менее требовательное оборудование. Например, одновальные турбины компании OPRA Turbines требуют только скруббера, осушки газа и допускают максимальное содержание H_2S + Cl (хлор) до 4%.
Модульность	Существуют модульные и масштабируемые решения.
Другие возможности масштабирования	**Микротурбины** Согласно компании Capstone Green Energy, в микротурбины заложены возможности организации параллельной работы нескольких систем. Кроме того, выпускаются внешние контроллеры для управления группами микротурбин с различными режимами диспетчеризации. Поставляемые компанией готовые системы мощностью 600 кВт и 800 кВт выпускаются, в том числе, в корпусах с отсеками под дополнительные турбины для увеличения мощности до 1000 кВт с шагом 200 кВт. **Малогабаритные газовые турбины** Продукция OPRA Turbines выпускается в контейнерном исполнении.
Необходимые вспомогательные (дополнительные)	Никаких дополнительных ресурсов не требуется: микротурбины и малогабаритные газовые турбины полностью автономны.

[24] World Nuclear Association (2021) Heat Values of Various Fuels. Официальный сайт Всемирной ядерной ассоциации. https://world-nuclear.org/information-library/facts-and-figures/heat-values-of-various-fuels.aspx
[25] GGFR (2021) GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas. Gas processing, p. 18. https://documents1.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/pdf/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas.pdf

оборудование и ресурсы	Кроме того, компания Capstone Green Energy отмечает, что микротурбины – это стопроцентно сухие системы, где для работы не нужны ни охлаждающие жидкости, ни смазочные материалы или масла, а для повышения эксплуатационной готовности и надежности используются аэростатические подшипники и воздушные системы охлаждения.
Область применения (на суше/на шельфе)	И микротурбины, и малогабаритные газовые турбины успешно применяются и на сухопутных, и на шельфовых месторождениях. **Микротурбины** Компания Capstone Green Energy подчеркивает, что микротурбинные системы, работающие на ПНГ, уже установлены на морских нефтяных платформах в самых разных регионах мира. Микротурбины также используются на морских газодобывающих платформах, где работают на устьевом газе, что снижает потребность в дизельном топливе. В частности, микротурбины успешно применяются на морских платформах в Китае и Мьянме. **Малогабаритные газовые турбины** Компания OPRA Turbines указывает на то, что ее продукция успешно применяется на морских платформах, и при наличии достаточного места никаких проблем с монтажом не возникает.
Ограничения по температуре окружающей среды	И микротурбины, и малогабаритные газовые турбины успешно эксплуатируются в различных климатических условиях. **Микротурбины** Компания Capstone Green Energy отмечает, что микротурбина в стандартном исполнении рассчитана на диапазон рабочих температур от -20 °C до +50 °C. Для расширения этого диапазона на случай экстремальных условий предлагается специальный защитный бокс. В частности, микротурбины работают в Арктике и в пустынях. **Малогабаритные газовые турбины** По данным компании OPRA Turbines, типичные рабочие температуры окружающей среды составляют от -60 °C до +45 °C. Однако в некоторых местах и условиях эксплуатации требуется либо арктическое, либо тропическое исполнение.
Необходимое минимальное давление подачи газа	Требования микротурбин и малогабаритных газовых турбин к давлению газа на входе могут различаться в зависимости от поставщика оборудования. **Микротурбины** Давление подачи топлива в микротурбинах, производимых компанией Capstone Green Energy, ограничено диапазоном от 65 до 75 фунтов на кв. дюйм (изб.) в зависимости от модели и характеристик предлагаемого топлива. Кроме того, продукция компании Capstone Green Energy способна выдерживать колебания давления подачи топлива в пределах ±10%, хотя у продукции других поставщиков этот показатель может быть иным. Крайне нестабильная подача топлива оказывает неблагоприятное влияние на эксплуатационные характеристики, но это не критично. **Малогабаритные газовые турбины** Газовым турбинам компании OPRA Turbines требуется давление газа на входе от 170 до 230 фунтов на кв. дюйм.
Диапазон рабочих температур	Процесс выработки тепла и электроэнергии происходит при высоких температурах. Температура выхлопных газов малых турбин обычно достигает 425-480 °C[26]. Однако этот диапазон зависит от поставщика оборудования. В частности, по данным компании Capstone Green Energy, температура отработанных газов ее микротурбин составляет 280-309 °C в зависимости от условий окружающей среды и необходимой мощности. У продукции компании OPRA Turbines температура отработанных газов достигает 570 °C.

[26] Energy Solutions Center. Understanding CHP. 4.3. Gas Turbines. 4.3.1 Technology Description. (Центр энергетических решений. Что такое КПТЭ? 4.3. Газовые турбины. 4.3.1. Описание технологии) Ссылка: https://understandingchp.com/chp-applications-guide/4-3-gas-turbines/#:~:text=Gas%20turbine%20exhaust%20is%20quite,direct%20use%20of%20the%20exhaust.

Другие климатические ограничения	Газовые турбины успешно работают в различных климатических условиях. Для обеспечения работоспособности газовой турбины в экстремально холодном или жарком климате никаких серьезных изменений в конструкции не требуется. Однако следует отметить, что эффективность микротурбин и малогабаритных газовых турбин падает на большой высоте над уровнем моря.
Углеродный след и прочие воздействия на окружающую среду	Поскольку в микротурбинах и малогабаритных газовых турбинах используется технология сгорания, то применение углеводородов в качестве топлива приведет к выбросам CO_2, CO и NO_x. Точные объемы выбросов парниковых газов зависят от применяемого топлива, которое использует система. Компания Capstone Green Energy отмечает, что ее продукция обеспечивает сжигание углеводородов на 99% и более, что превосходит показатели газопоршневых установок. В этом случае воздействие на окружающую среду сопоставимо с воздействиями таких технологий, как отвод газов в атмосферу или неполное сгорание. Если предположить, что микротурбина работает на чистом метане, то выхлопные газы (в объеме 0,49 кг/с в случае модели мощностью 65 кВт и 1,33 кг/с для модели мощностью 200 кВт) будут содержать 2,3 % CO_2 (по массе) и 1,3 микроэлементов (по массе). Компания подчеркивает, что ее продукция, сертифицированная на соответствие стандарту CARB[27], обеспечивает сверхнизкий уровень выбросов CO (8 частей на млн по объему) и NO_x (4 частей на млн по объему). Компания также отмечает, что ее микротурбины имеют хорошие показатели по выбросам в течение всего жизненного цикла, поскольку они не требуют смазочных материалов, охлаждающей жидкости или доочистки выхлопных газов. Кроме того, поскольку микротурбины отличаются высокой надежностью, им в течение года нужны всего два технических осмотра. Благодаря этому установка может работать, в основном, без присутствия человека, без выбросов и эксплуатационных расходов, связанных с посещением сотрудников. Для удаленных месторождений снижение расходов и выбросов может иметь особое значение. Компания OPRA Turbines также отмечает, что она предлагает турбины с низким уровнем выбросов, уделяя особое внимание экологическим показателям. В частности, компания поставляет газовые турбины, которые позволяют достичь выбросов 0,85 мг CO и NO_x на стандартный кубический фут газа[28]. Применение микротурбин и малогабаритных газовых турбин позволяет использовать ПНГ, который в противном случае сжигался бы в факелах. Основное преимущество этого метода заключается в том, что он позволяет отказаться от генерирующих мощностей с большей углеродоемкостью (например, дизельных генераторов), которые обычно используются на удаленных месторождениях.
Вопросы безопасности	Никаких существенных проблем с эксплуатационной безопасностью не обнаружено, за исключением высокой температуры выхлопных газов. И микротурбины, и малогабаритные газовые турбины работают на основе надежной и проверенной технологии. Множество таких систем используются во всем мире в течение нескольких десятилетий без каких-либо серьезных проблем. Компания Capstone Green Energy отмечает, что ее решения имеют сертификаты соответствия UL[29], CE[30] и других сторонних организаций, подтверждающие их соответствие различным нормативным требованиям к технологиям выработки электроэнергии за счет сжигания топлива. Следует также отметить, что некоторые модификации малогабаритных газовых турбин обладают высокой устойчивостью к сейсмическим воздействиям. Например, компания OPRA Turbines предлагает системы, способные выдержать землетрясения силой до 9 баллов по шкале Рихтера.
Возможность применения технологий УХУ/УУХУ	При производстве электроэнергии за счет сжигания топлива возможность применения технологий УХУ/УУХУ ограничена, поскольку технологий извлечения углерода практически нет.

[27] California Air Resources Board.
[28] Capstone Green Energy (2008) Technical Reference. Capstone MicroTurbine System Emissions. 410065 Rev. B (April 2008), p. 3.
[29] UL, ранее известная как Underwriters Laboratories — глобальная компания по сертификации в области безопасности.
[30] CE — административная маркировка, с помощью которой производитель или импортер подтверждает соответствие европейским стандартам здравоохранения, безопасности и охраны окружающей среды. Данная маркировка применяется на продукции, продаваемой в пределах Европейской экономической зоны.

Прочие соображения	По сведениям компании Capstone Green Energy, ее продукция имеет только одну движущуюся часть и отличается высокой надежностью, а также очень низким временем простоя. В частности, на техническое обслуживание требуется всего шесть часов в год. Компания также отмечает, что ее микротурбины оснащены инвертором и поэтому обеспечивают качественную электроэнергию для дата-центров, что особенно важно при наличии чувствительных приборов Интернета вещей, таких, как установленные на полевом оборудовании датчики и приводы, которые собирают и обмениваются данными по Интернету. Некачественная электроэнергия может нарушить их работу. Кроме того, компания Capstone Green Energy отмечает, что ее продукция может работать на отпарных газах нефтепроводов при соответствующей предварительной подготовке газа.

3.8 Малотоннажное производство СПГ

Малотоннажное производство СПГ	**УГТ: «Зрелая коммерческая технология» API 7** (*производственная система подтверждена путем успешной эксплуатации*)
Общее описание: СПГ (сжиженный природный газ) – это природный газ, охлажденный до жидкой фазы (до температуры от -145 до -163 °C) в целях обеспечения удобства и безопасности его хранения при нормальном давлении или транспортировки (СПГ можно перевозить автомобильным, железнодорожным и морским транспортом). Его удельная энергоемкость обычно составляет около 22 МДж/л, т.е. в 2,5 раза выше по сравнению с КПГ и более чем в 600 раз выше, чем у природного газа при атмосферном давлении. Сжижение газа осуществляется на заводах по производству СПГ. После доставки потребителю СПГ можно регазифицировать, т.е. снова превратить в природный газ в специальных регазификационных терминалах (установках), или использовать непосредственно в жидком виде (например, как топливо для грузовиков). На малотоннажных установках по производству СПГ применяются три разных процесса сжижения[31]: ▪ Чаще всего используется процесс с одним смешанным хладагентом (SMR). После обработки исходный газ полностью сжижается. При перекачке в хранилище образуется лишь небольшое количество отпарного газа. Обычно выход СПГ превышает 98% (без учета природного газа, расходуемого на сам процесс сжижения). Использование смеси хладагентов позволяет гибко менять режимы работы установки в зависимости от конкретной области применения. По данным корпорации JGC Holdings, процесс SMR, как правило, более эффективен по сравнению с так называемым азотным циклом охлаждения. ▪ В процессе с использованием азотного контура охлаждения (также известном как азотный цикл) рабочей жидкостью для сжижения газа служит азот. Газообразный азот сжимается в мощном компрессоре, а затем охлаждается и расширяется в два этапа с получением достаточно низкой температуры для сжижения исходного газа. Этот процесс применяется уже более 20 лет, но в последнее время его применение ограничено по причине большого расхода энергии на циркуляцию азота.	*Установка по производству СПГ компании Alabama Gas Co. г. Пинсон, шт. Алабама*  *Источник: журнал «Gas Processing & LNG»*  https://www.galileoar.com/us/small-scale-distributed-lng-production/

[31] B. Price, M. Mahaley & W. Shimer (2014) Optimize small-scale LNG production with modular SMR technology. Gas Processing & LNG. http://www.gasprocessingnews.com/features/201404/optimize-small-scale-lng-production-with-modular-smr-technology.aspx

[32] Постановление Правительства РФ от 15.04.2014 № 321 (ред. от 31.07.2021) «Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Развитие энергетики"». http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_162194/

▪ В метановом цикле (детандерном процессе) хладагентом служит сам метан. После сжатия и охлаждения газ разделяется на части. Большая часть расширяется и используется в качестве хладагента, а подлежащая сжижению меньшая часть направляется в установку для удаления диоксида углерода (CO_2) и далее в криогенный блок. В международной практике термин «малотоннажная установка» или «мини-СПГ» обычно означает установки, которые производят до 1 млн т сжиженного газа в год (около 130 млн ст. куб. футов/сут).. В тех случаях, когда строительство трубопровода нерентабельно или он еще не проложен, малотоннажные установки СПГ могут создать виртуальный трубопровод для транспортировки газа в целях снабжения электростанций и промышленных потребителей и (или) в целях использования газа в качестве автомобильного топлива. **Достоинства технологии:** ▪ Строительство малотоннажных установок СПГ может быть особенно привлекательным решением в удаленных регионах, расположенных далеко от централизованной системы газоснабжения, где есть местный спрос на природный газ. Экономическая эффективность такого проекта во многом зависит от стоимости СПГ в конкретном регионе. Иными словами, решающим фактором нередко становится позиция СПГ в межтопливной конкуренции. ▪ Следует отметить, что в некоторых регионах внедрению малотоннажных установок СПГ могут способствовать меры государственной поддержки, направленные на развитие рынка СПГ, которые разрабатываются с учетом того, что сжиженный природный газ более экологичен по сравнению с альтернативными видами топлива, а также в силу других причин. В частности, российское правительство реализует программу поддержки рынка развития автомобилей на природном газе[32]. Эта программа предусматривает субсидирование перевода автомобилей на газомоторное топливо, производство газомоторных автомобилей, а также строительство объектов инфраструктуры, в том числе газозаправочных станций СПГ. **Основные ограничения:** Удельная энергоемкость СПГ выше, чем у КПГ, и поэтому он является более привлекательным вариантом в случае транспортировки больших (свыше 5 млн ст. куб. футов/сут) объемов газа и (или) доставки газа на удаленные рынки. Однако производство СПГ требует более высоких капитальных затрат, что может сделать его экономически невыгодным при небольших объемах газа[33]. Установки по сжижению требуют предварительной подготовки газа с целью удаления воды, CO_2 и ртути[34]. Если исходный газ содержит соединения серы, может потребоваться доочистка. В большинстве случаев после доставки потребителю СПГ нужно регазифицировать, т.е. снова превратить в природный газ, для чего необходимы специальные терминалы (регазификационные установки). В случае прямого использования СПГ (т.е. в виде автомобильного топлива) регазификация не требуется.	
Диапазон производительности (в млн ст. куб. футов/сут)	Технология пригодна для внедрения как на новых, так и зрелых месторождениях, причем можно использовать установки различной мощности. По данным компании Expansion Energy, минимальный расход исходного газа составляет около 0,25 млн ст. куб. футов/сут. Верхней границы практически не

[32] Постановление Правительства РФ от 15.04.2014 № 321 (ред. от 31.07.2021) «Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Развитие энергетики"». http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_162194/
[33] GGFR (2021) GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas. Mini-LNG, p. 29. https://documents1.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/pdf/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas.pdf
[34] Ibid., pp. 29-34.

	существует, хотя термин «малотоннажная установка» или «мини-СПГ» обычно относится к установкам, которые производят до 1 млн т сжиженного газа в год (около 130 млн ст. куб. футов/сут). Многие другие разработчики технологий (Beerensgroup DMCC, Chart Industries, Galileo, GE и др.) предлагают малотоннажные установки по производству СПГ с минимальной производительностью от 0,25 до 4,0 млн ст. куб. футов/сут[35].
Вид производимой продукции	Конечным продуктом является сжиженный природный газ (СПГ); при этом следует отметить, что ряд разработчиков (в частности, Expansion Energy и JGC Holdings), предлагают установки, позволяющие получать СПГ и ШФЛУ в рамках единого процесса.
Выход на млн ст. куб. футов газа	В процессе сжижения часть исходного газа расходуется на питание оборудования. Так, по данным Expansion Energy, разработанная этой компанией установка VX Cycle производит СПГ и ШФЛУ. При этом не менее 70% исходного газа превращается в товарный продукт, а на собственные нужды установки расходуется не более 30%. Следует подчеркнуть, что 30% – это пессимистический сценарий, поскольку фактическое внутреннее потребление электроэнергии во многом зависит от производительности установки и состава ПНГ. В этой связи подключение к энергосистеме также повысит эффективность преобразования исходного газа в СПГ. Если допустить, что в СПГ преобразуются 70-90% сырьевого газа, то при расходе газа 1 млн ст. куб. футов/сутки в год можно получать от 5,4 до 6,9 кт СПГ,
Требования к предварительной подготовке исходного газа	Установки по сжижению требуют предварительной подготовки газа с целью удаления воды, CO_2 и ртути[36]. Если исходный газ содержит соединения серы, может потребоваться доочистка. Максимально допустимое содержание примесей обычно составляет около 50 ppm для CO_2 ,1 ppm для H_2O и 4 ppm для H_2S[37]. Следует также отметить, что некоторые поставщики оборудования, в частности Expansion Energy и JGC Holdings, предлагают системы предварительной подготовки в составе поставляемых установок для сжижения газа.
Модульность **Другие возможности масштабирования**	На рынке представлены модульные и масштабируемые установки сжижения, включая мобильные варианты, монтируемые на грузовых автомобилях. После завершения эксплуатации месторождения такие установки можно перемещать в другое место для дальнейшей эксплуатации[38]. Ряд технологий сжижения газа специально разработаны с учетом модульного принципа. Компания Expansion Energy подчеркивает, что сама конструкция установки VX Cycle упрощает производство готовых модульных установок СПГ в контейнерном исполнении, благодаря чему EPC-подрядчикам или компаниям-производителям проще реализовать проекты строительства малотоннажных установок СПГ «под ключ». Корпорация JGC Holdings отмечает, что она поставляет как модульные, так и монтируемые на месте установки СПГ, конструкция которых предусматривает дальнейшее расширение.
Необходимые вспомогательные (дополнительные) оборудование и ресурсы	Может потребоваться подключение к энергосистеме, хотя автономные установки тоже широко распространены[39]. Кроме того, в зависимости от вида процесса сжижения может потребоваться подача хладагента (так, в азотном детандерном цикле в качестве хладагента используется азот). В этом отношении метановый цикл имеет преимущество, поскольку он использует в качестве хладагента CH_4 и обеспечивает большую автономность установки СПГ.
Область применения (на суше/на шельфе)	Технически малотоннажные установки СПГ можно эксплуатировать как на суше, так и на шельфе[40]. Однако следует отметить, что их применение на шельфовых месторождениях сопряжено с рядом трудностей. В частности, как указывает компания Expansion Energy, при том, что сами установки сжижения достаточно

[35] Ibid., pp. 30-34
[36] GGFR (2021) GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas. p.29. https://documents1.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/pdf/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas.pdf
[36] GGFR (2021) GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas. p.29. https://documents1.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/pdf/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas.pdf
[37] Ibid., pp. 29-34.
[38] Ibid.
[39] Ibid.
[40] Ibid.

	компактны, на морских платформах очень мало места для размещения емкостей с газом. Размещение системы отгрузки на морских платформах также может вызвать значительные трудности. Эти проблемы приводят к увеличению затрат при эксплуатации таких установок на морских платформах. В целом, по мнению корпорации JGC Holdings, использование установок СПГ на шельфовых месторождениях может быть экономически целесообразным только при более высокой мощности установок (более 1 млн т в год), а в случае малотоннажного производства затраты, связанные с их размещением на морских платформах, как правило, оказываются слишком высокими.
Ограничения по температуре окружающей среды	Установки СПГ успешно эксплуатируются в самых различных климатических условиях, включая как относительно жаркий (например, Алжир), так и чрезвычайно холодный (например, российская Арктика) климат. Следует отметить, что поскольку процесс сжижения предусматривает охлаждение, установки, работающие в холодной климатической зоне, при прочих равных условиях, оказываются более эффективными.
Необходимое минимальное давление подачи газа	Минимальные требования к исходному газу зависят от поставщика оборудования. Минимально допустимое давление на входе составляет не менее 50 фунтов на кв. дюйм[41]. Корпорация JGC Holdings отмечает, что при более низком давлении возможна установка дожимного компрессора. Кроме того, по мнению компании Expansion Energy, нестабильная подача газа не оказывает негативного влияния на процесс сжижения
Диапазон рабочих температур	В процессе сжижения природный газ охлаждается до температуры от -145 до -163 °C. Как отмечает компания Expansion Energy, необходимая температура сжижения зависит от давления, при котором проходит процесс: чем ниже давление, тем ниже должна быть температура.
Другие климатические ограничения	Других ограничений, связанных с климатическими условиями, не выявлено.
Углеродный след и прочие воздействия на окружающую среду	Малотоннажные установки СПГ генерируют выбросы, поскольку 10 до 15% исходного газа обычно сжигаются с целью энергоснабжения технологического/производственного оборудования (в случае производства электроэнергии на территории промысла). Корпорация JGC Holdings отмечает, что негативное воздействие на окружающую среду можно свести к минимуму. В частности, в случае применения в установке электроприводов с питанием оборудования от возобновляемых источников энергии объем выбросов будет крайне незначительным. Кроме того, источниками выбросов являются большегрузные автомобили, доставляющие СПГ потребителям. Они выбрасывают около 900 г CO_2 на километр пути[42].
Вопросы безопасности	Несмотря на то, что при сжижении объем природного газа уменьшается в 600 раз с полным сохранением энергетического потенциала, работа установок сжижения не связана с существенными угрозами для безопасности, поскольку они изготавливаются в полном соответствии с действующими стандартами. В частности, компания Expansion Energy отмечает, что в США строительство малотоннажных установок СПГ регулируется весьма жесткими стандартами Национальной ассоциации противопожарной защиты (NFPA). Корпорация JGC Holdings подтверждает, что особых опасений по поводу безопасности эксплуатации установок нет. Корпорация указывает на то, что в установках предусмотрены самые разные системы безопасности, включая детекторы газа, системы защиты от превышения давления, пожарную сигнализацию и т.д. Кроме того, поскольку в случае малотоннажных установок СПГ продукт обычно транспортируется на грузовиках, необходимо учитывать вопросы безопасности дорожного движения.
Возможность применения	Технология УХУ уже успешно внедрена на одном из крупных проектов СПГ – месторождении Gorgon в Австралии[43].

[41] Ibid.
[42] Transport & Environment» (2015). Too big to ignore – truck CO2 emissions in 2030. p. 2.
[42] Transport & Environment» (2015). Too big to ignore – truck CO2 emissions in 2030. p. 2. https://web.archive.org/web/20210420121934/https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2015%2009%20TE%20Briefing%20Truck%20CO2%20Too%20big%20to%20ignore_FINAL.pd
[43] Chevron (2019) Gorgon carbon dioxide injection project. https://australia.chevron.com/-/media/australia/publications/documents/gorgon-co2-injection-project.pdf
[43] Chevron (2019) Gorgon carbon dioxide injection project. https://australia.chevron.com/-/media/australia/publications/documents/gorgon-co2-injection-project.pdf

технологий УХУ/УУХУ	Компании Expansion Energy и JGC Holdings отмечают, что в случае малотоннажного производства СПГ установки сжижения возможно интегрировать с оборудованием УХУ/УУХУ. Примерами таких технологий, которые были проверены в лабораторных и реальных условиях и сейчас готовятся к коммерческой эксплуатации, являются: ▪ оборудование VCCS Cycle, которое улавливает выбросы CO_2 от установок-источников с непрерывной секвестрацией выбросов путем «минерализации»;[44] ▪ мембранный процесс DDR – высокоэффективная технология выделения CO_2 с использованием мембраны из DDR-цеолита. Он подходит для выделения CO_2 из попутного газа (диоксид углерода попадает в попутный газ при использовании третичных методов увеличения нефтеотдачи путем закачки CO_2) и природного газа с высоким содержанием CO_2;[45] ▪ процесс HiPACT, в котором CO_2 извлекается из природного газа и синтез-газа при высоком давлении[46].
Прочие соображения	Следует отметить, что некоторые малотоннажные технологии – в частности, процесс VX Cycle компании Expansion Energy – позволяют получить переохлажденный СПГ, который менее подвержен испарению по сравнению с «обычным» СПГ..

3.9 Виртуальные трубопроводы КПГ и мобильные автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС)

Виртуальные трубопроводы КПГ и мобильные автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС)	**УГТ: «Зрелая коммерческая технология» API 7** *(производственная система подтверждена путем успешной эксплуатации)*
Общее описание: КПГ (компримированный природный газ) получают путем сжатия природного газа до уровня, составляющего менее 1% от объема, который он занимает при обычном атмосферном давлении. Удельная энергоемкость КПГ составляет 9 МДж/л, что почти в 250 раз больше, чем у природного газа до сжатия. КПГ в основном используется в качестве топлива для автотранспортных средств, которые были модифицированы или специально разработаны для использования КПГ. Обычно компримирование осуществляется непосредственно на АГНКС, куда природный газ поставляется по трубопроводу. Помимо этого, поскольку компримирование природного газа обеспечивает его экономичную транспортировку на рынки сбыта автомобильным транспортом, КПГ позволяет создавать «виртуальные трубопроводы» для снабжения малых электростанций, промышленных потребителей, домашних хозяйств или АГНКС, не подключенных к обычному трубопроводу. В этом случае КПГ хранится в специальных контейнерах, которые обычно представляют собой складируемые газовые баллоны высокого давления, и доставляется конечным потребителям на грузовиках. Один грузовик, как правило, может доставить за один рейс примерно 0.25 млн ст. куб. футов газа. Хотя строительство стационарной газонаполнительной компрессорной станции непосредственно на месторождении вряд ли будет экономически целесообразно из-за ограниченного спроса, сжатие природного газа все же может служить средством применения ПНГ. В данном докладе рассматриваются два варианта применения КПГ: виртуальные трубопроводы, т.е. строительство компрессорных установок на месторождении и доставка КПГ конечным потребителям автотранспортом, а также мобильные газонаполнительные компрессорные станции — компактная установки, смонтированные на грузовике или прицепе для	*Грузовой автомобиль, доставляющий потребителям баллоны со сжатым газом (виртуальный трубопровод)*  *Источник: компания Galileo Technologies* *Комплектная газонаполнительная компрессорная станция L-CNG пр-ва компании Houpu Clean Energy*  *Источник: Houpu Clean Energy* *Мобильная газонаполнительная компрессорная станция пр-ва*

[44] Expansion Energy (2016) «VCCS Cycle» for Carbon Capture & Sequestration + Coal Ash Remediation + Minerals Recovery. Официальный сайт компании Expansion Energy. http://www.expansion-energy.com/vccs_for_carbon_capture__sequestration__coal_ash_remediation__minerals_recovery

[45] JGC Holdings Corporation. DDR Membrane - CO_2 Separation for Natural Gas Treatment. https://www.jgc.com/en/business/tech-innovation/environment/ddr-membrane.html

[46] JGC Holdings Corporation. HiPACT - an Innovative CO_2 Capture Process (Корпорация JGC Holdings. https://www.jgc.com/en/business/tech-innovation/environment/hipact.html

обеспечения мобильности, которая позволяет компримировать природный газ, хранить КПГ и заправлять компримированным природным газом автомобили. Одна АГНКС обычно вмещает около 0,09 млн станд. куб. футов газа. Хотя эти варианты утилизации существенно отличаются друг от друга по предназначению — доставка природного газа крупным потребителям в случае виртуальных трубопроводов и заправка автотранспорта компримированным природным газом в случае мобильных газонаполнительных компрессорных станций — принципы их работы в целом совпадают, поэтому они рассматриваются в одном разделе настоящего доклада. **Достоинства технологии:** КПГ требует меньшего объема капитальных затрат по сравнению с СПГ, что может сделать его особенно привлекательным вариантом при меньших объемах добычи ПНГ (менее ~5 млн ст. куб. футов в сутки[47]) и (или) меньшей удаленности от рынков сбыта. **Основные ограничения:** КПГ обладает меньшей удельной энергоемкостью, чем СПГ, что делает его менее рентабельным вариантом при более значительных объемах производства и (или) большей удаленности от рынков сбыта, поскольку для доставки продукта потребителям потребуется большее количество грузовых автомобилей. Поскольку при поставках как виртуальных трубопроводов, так и АГНКС, сжатый природный газ служит альтернативой трубопроводному природному газу, он требует подготовки в целях обеспечения соответствия установленному качеству трубопроводного газа.	*компании «Промышленные компоненты КАМАЗ»*  *Источник: компания «Промышленные компоненты КАМАЗ»*
Диапазон производительности (в млн ст. куб. футов/сут)	Технология пригодна для внедрения как на новых, так и на зрелых месторождениях, в широком диапазоне производительности. Основным технологическим элементом является сжатие газа. **Виртуальные трубопроводы** Минимальная производительность стационарных установок компримирования природного газа составляет около 0,2 млн ст. куб. футов в сутки[48]. Верхней границы практически не существует благодаря возможности масштабирования малотоннажных установок и параллельной эксплуатации нескольких установок. Однако, как отмечалось выше, при больших объемах производства более экономичным вариантом является СПГ. **Мобильные автомобильные газонаполнительные компрессорные станции** АГНКС имеют такую же минимальную производительность. В частности, минимальная производительность установок, предлагаемых компанией «Промышленные компоненты КАМАЗ», составляет 300 куб. м /ч или около 0,25 млн ст. куб. футов в сутки, а самая большая установка имеет производительность около 2,4 млн ст. куб. футов в сутки[49]. Благодаря возможности эксплуатации нескольких установок верхней границы производительности практически не существует.
Вид производимой продукции	Природный газ, транспортируемый в сжатом виде.
Выход на млн ст. куб. футов газа	Если оборудование приводится в действие газопоршневым двигателем, то часть ПНГ расходуется на выработку электроэнергии. Например, 400-сильный компрессор CNG-400[50] производства компании GE потребляет 400 кВт

[47] GGFR (2021) GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas. CNG – Compressed Natural Gas, p. 27 https://documents1.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/pdf/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas.pdf
[48] GGFR (2021) GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas. CNG – Compressed Natural Gas, p. 28. https://documents1.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/pdf/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas.pdf
[49] ООО “Промышленные компоненты КАМАЗ». Мобильная автомобильная газонаполнительная компрессорная станция (АГНКС). Технические характеристики. Официальный сайт ООО “Промышленные компоненты КАМАЗ». https://industrial-kamaz.ru/products/agnks/AGNKS.jpg
[50] GE. CNG in A Box system. The cheaper, faster, convenient fuel solution for natural gas vehicles, p. 7. https://pdf.directindustry.com/pdf/ge-compressors/cng-box-system/115061-389671.html

	электроэнергии и способен сжимать до 1,4 млн ст. куб. футов в сутки[51]. Если допустить, что потребление ПНГ газопоршневой установкой составляет 0,34 млн ст. куб. футов в сутки на 1 МВт[52], то компрессор CNG-400 будет потреблять около 0,14 млн ст. куб. футов в сутки. Таким образом, из 1 млн ст. куб. футов в сутки сырьевого газа получается приблизительно 0,9 млн ст. куб. футов компримированного газа в сутки. Если оборудование питается от сети, потерь практически нет.
Требования к предварительной подготовке газа	Как отмечает компания Houpu Clean Energy, требования к предварительной подготовке зависят от состава сырьевого газа. Поскольку АГНКС обычно получают газ из трубопроводов, им необходим газ трубопроводного качества. В частности, перед сжатием необходимо удалить воду и серу. В США максимально допустимый объем примесей составляет 0,05% для H_2S и 3% для CO_2[53]. Удаление H_2O особенно важно в случае КПГ, поскольку присутствие воды может привести к замерзанию оборудования (температура замерзания воды повышается под давлением).[54] Компания Houpu Clean Energy отмечает, что некоторые системы подготовки газа (в частности, дегидратор) обычно уже имеются в составе оборудования. Следует также отметить, что в случае мобильных АГНКС оборудование для предварительной подготовки газа также может входить в стандартную комплектацию, предлагаемую поставщиками оборудования. В частности, как отмечают в компании «Промышленные компоненты КАМАЗ», на мобильной АГНКС газ проходит через системы очистки и осушки[55].
Модульность	**Виртуальные трубопроводы**
Другие возможности масштабирования	Предлагаются модульные и масштабируемые решения. После истечения срока эксплуатации месторождения такие установки можно перевезти в другое место. В частности, компания GE предлагает модульную систему CNG in A Box с максимальной производительностью 2,6 млн ст. куб. футов в сутки и возможностью ее расширения до 20 установок[56]. Как отметила компания Houpu Clean Energy, такие установки поставляются, в том числе, в контейнерном исполнении. **Мобильные автомобильные газонаполнительные компрессорные станции** Мобильные АГНКС предлагаются в виде стандартных установок, монтируемых на грузовиках или прицепах. Имеются широкие возможности для масштабирования, поскольку можно одновременно использовать несколько установок.
Необходимые вспомогательные (дополнительные) оборудование и ресурсы	По данным компании Houpu Clean Energy, установки КПГ обычно требуют подключения к энергосистеме, однако производство электроэнергии на месторождении тоже возможно.
Область применения (на суше/на шельфе)	Виртуальные трубопроводы и мобильные АГНКС по своей конструкции предназначены для применения на суше, поскольку в первом случае подразумевается, что грузовые автомобили, доставляющие КПГ потребителям, загружаются баллонами непосредственно на АГНКС, которая находится на месторождении, а во втором это установки, монтируемые на грузовиках или прицепах.
Ограничения по температуре окружающей среды	**Виртуальные трубопроводы**

[51] GGFR (2021) GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas. CNG – Compressed Natural Gas, p. 28. https://documents1.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/pdf/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas.pdf
[52] GGFR (2018) GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas. Power generation, p. 15.
[53] M.M. Foss (2004) Interstate Natural Gas – Quality Specifications & Interchangeability. Center for Energy Economics, p. 15. https://www.beg.utexas.edu/files/energyecon/global-gas-and-lng/CEE_Interstate_Natural_Gas_Quality_Specifications_and_Interchangeability.pdf
[54] Compac (2014) CNG Dispenser Service Manual, Russia. Document version 1.0.2. Официальный сайт компании Compac. https://www.compac.biz/vdb/document/100
[55] ООО «Промышленные компоненты КАМАЗ» (2021). Продукция. Мобильные автомобильные газонаполнительные компрессорные станции. Официальный сайт ООО «Промышленные компоненты КАМАЗ». https://industrial-kamaz.ru/products/agnks/
[56] GGFR (2021) GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas. CNG – Compressed Natural Gas, p. 28. https://documents1.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/pdf/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas.pdf

	По мнению компании Houpu Clean Energy, установки КПГ можно эксплуатировать практически в любых условиях окружающей среды, а приемлемый диапазон атмосферных температур составляет от -45/-55 °C до +55 °C. Однако, как указала компания, некоторые элементы (например, дисплеи) необходимо менять, чтобы обеспечить эффективную эксплуатацию в экстремально холодном климате. Следует также отметить, что, как и большинство газов, КПГ расширяется при более высокой температуре и сжимается в более холодной среде. Например, бак автомобиля на КПГ вмещает 45 ЭГБ (эквивалент галлона бензина) при давлении 3600 фунтов на кв. дюйм и температуре 21 °C, но при 35 °C его вместимость падает до 75% (или менее) от этого объема[57]. В этом отношении более холодный климат удобнее для реализации проектов создания виртуальных трубопроводов КПГ благодаря более высокой эффективности транспортировки. **Мобильные автомобильные газонаполнительные компрессорные станции** У мобильных АГНКС нет существенных ограничений, связанных с температурой окружающей среды. В частности, по информации, полученной от компании «Промышленные компоненты КАМАЗ», рабочая температура окружающей среды составляет от -50 °C до +40 °C[58]. Проблема изменения плотности и объема КПГ при различных температурах и их влияния на эффективность хранения относится и к мобильным АГНКС.
Необходимое минимальное давление подачи газа	**Виртуальные трубопроводы** Как отмечает компания Galileo Technologies, предлагающая решения, которые предусматривают создание виртуальных трубопроводов КПГ, минимально необходимое давление на входе составляет всего 2 фунта на кв. дюйм[59]. По данным компании Houpu Clean Energy, в более крупных установках КПГ с производительностью около 4,2 млн куб. футов в сутки типичное давление на входе составляет примерно 60-150 фунтов на кв. дюйм. **Мобильные автомобильные газонаполнительные компрессорные станции** По информации компании CNG Center, оптимальное давление на входе составляет 70-170 фунтов на кв. дюйм, однако оборудование может работать с газом как более высокого, так и более низкого давления[60]. Компания «Промышленные компоненты КАМАЗ» поставляет оборудование, рассчитанное на давление на входе в 290-1000 фунтов на кв. дюйм; при этом автомобили заправляются при давлении около 2750 фунтов на кв. дюйм[61].
Диапазон рабочих температур	По данным компании Houpu Clean Energy, температура компримированного природного газа на выходе обычно составляет +45 °C, хотя в некоторых случаях она может быть выше – до +65 °C. Другие источники указывают диапазон температуры выходящего газа от +10 до +40 °C[62].
Другие климатические ограничения	Других климатических ограничений не выявлено.
Углеродный след и прочие воздействия на окружающую среду	В случае выработки электроэнергии на территории промысла малотоннажные установки КПГ являются источником определенного объема выбросов, поскольку сжигают около 10% сырьевого газа для электропитания технологического оборудования.

[57] Midwest Energy Solutions (2021) Temperature & Pressure. Официальный сайт компании Midwest Energy Solutions. https://www.midwestenergysolutions.net/cng-resources/temperature-pressure#:~:text=Like%20most%20gaseous%20molecules%2C%20CNG,on%20a%2095%20degree%20day.
[58] ООО «Промышленные компоненты КАМАЗ» (2021). Продукция. Мобильные автомобильные газонаполнительные компрессорные станции. Технические характеристики. Официальный сайт ООО «Промышленные компоненты КАМАЗ». https://industrial-kamaz.ru/products/agnks/AGNKS.jpg
[59] Galileo Technologies (2021) CNG/Bio-CNG Compression. Microbox. Main features. Официальный сайт компании Galileo Technologies. https://www.galileoar.com/en/cng-compressors-and-dispensers-2/microbox-cng-compressor/
[60] CNG Center. Mobile CNG Fueling equipment. Официальный сайт компании CNG Center. https://cngcenter.com/cng-equipment/mobile-cng-fueling-station/
[61] ООО«Промышленные компоненты КАМАЗ» (2021). Продукция. Мобильные автомобильные газонаполнительные компрессорные станции. Официальный сайт ООО «Промышленные компоненты КАМАЗ». https://industrial-kamaz.ru/en/products/agnks/
[62] Global Gas Energy (2018) CNG PRMS. Decompression and metering booths. https://globalgasenergy.com/wp-content/uploads/2018/07/01_GGE_catalogoweb_CNG_PRMS-EN.pdf

	Кроме того, источниками выбросов являются большегрузные автомобили, доставляющие КПГ потребителям. Они выбрасывают около 900 г CO_2 на километр пути[63]. Компания Houpu Clean Energy также отмечает, что в гидравлических компрессорах используется масло для смазки, поэтому существует определенный риск его утечки. Кроме того, компрессоры обычно создают шумовое загрязнение.
Вопросы безопасности	Хотя энергетический потенциал определенного объема КПГ значительно выше по сравнению с природным газом в газообразном состоянии, эксплуатация установок компримирования не связана с существенными проблемами безопасности, поскольку они изготавливаются и эксплуатируются в соответствии с действующими стандартами. В частности, в США на заправочные комплексы КПГ, в том числе передвижные, распространяются многочисленные требования и нормы безопасности[64]. Кроме того, поставщики оборудования подчеркивают зрелость этой технологии, что еще больше снижает риски в области эксплуатационной безопасности. К тому же, поскольку КПГ обычно доставляется потребителям на грузовиках, необходимо учитывать общие вопросы безопасности дорожного движения.
Возможность применения технологий УХУ/УУХУ	Выбросы мобильных АГНКС невелики из-за их небольшого масштаба, поэтому применение технологий улавливания и хранения углерода нецелесообразно.
Прочие соображения	Компания Houpu Clean Energy дополнительно отмечает, что состав сырьевого газа влияет на эффективность работы компрессоров, важнейшего элемента установок компримирования.

3.10 Малотоннажная газохимия

Малотоннажная газохимия	**УГТ: «Коммерческая технология» от API 6** (*производственная система смонтирована и прошла испытания*) до API **7** *(производственная система подтверждена путем успешной эксплуатации)*
Общее описание: Природный газ можно использовать в качестве исходного сырья для получения химической продукции – аммиака (NH_3) или метанола (CH_3OH) – на малотоннажных газохимических установках. Первый этап этого процесса одинаков и для аммиака, и для метанола и предусматривает производство водорода одним из трех способов: паровой риформинг метана (наиболее распространенное решение), сухой риформинг метана и частичное окисление метана[65]. Паровой риформинг метана (ПРМ) — это химическая реакция, при которой метан нагревается паром (обычно в присутствии катализатора) с получением смеси моноксида углерода и водорода, которая также известна как синтез-газ или синтетический газ[66]. Сухим риформингом метана называется риформинг метана в присутствии катализатора и углекислого газа с получением синтез-	*Малотоннажная установка ГЖК производительностью 20 баррелей в сутки на исследовательском объекте компании Petrobras в Аракажу, Бразилия.* 

[63] Transport & Environment (2015) Too big to ignore – truck CO_2 emissions in 2030, p. 2. https://web.archive.org/web/20210420121934/https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2015%2009%20TE%20Briefing%20Truck%20CO2%20Too%20big%20to%20ignore_FINAL.pdf

[64] Drive Natural Gas Initiative. CNG Infrastructure Guide for Prospective CNG Developer. https://www.aga.org/sites/default/files/sites/default/files/media/cng_infrastructure_guide.pdf

[65] De Campos Roseno, K.T. et al. (2018) Syngas production using natural gas from the environmental point of view. Biofuels-State of Development, pp. 273-290. https://www.intechopen.com/chapters/59618

[66] Реакция паровой конверсии метана: $CH_4 + H_2O$ +тепло → $CO+3H_2$.

газа[67], а частичное окисление метана – это технически отработанный процесс, при котором природный газ смешивается с ограниченным количеством кислорода, вызывая экзотермическую реакцию[68]. В дальнейшем для получения аммиака проводится химическая реакция между водородом и азотом в присутствии катализатора: $3H_2 + N_2 \rightarrow 2NH_3$. Необходимый для этого процесса азот выделяется из атмосферного воздуха с помощью воздухоразделительной установки (ВРУ). Следует отметить, что это довольно энергоемкий процесс[69]. Для производства метанола проводится химическая реакция между водородом и моноксидом углерода также в присутствии катализатора (чаще всего в качестве катализатора применяется смесь оксидов меди и цинка на слое глинозема): $CO + 2H_2 \rightarrow CH_3OH$. **Достоинства технологии:** Производство химических веществ может быть экономически привлекательной технологией утилизации ПНГ при наличии местного рынка сбыта аммиака или метанола, особенно если другие решения недоступны из-за удаленности газотранспортной инфраструктуры. Следует отметить, что метанол в этом отношении значительно более привлекателен — его можно потреблять на месте, поскольку он широко используется в нефтегазовой промышленности как ингибитор гидратов. Таким образом, учитывая высокую стоимость доставки на месторождение метанола, закупаемого у внешних производителей, создание собственного производства обеспечит нефтегазовой компании значительную экономию. С другой стороны, аммиак используется в основном в производстве азотных удобрений (в первую очередь, мочевины), и, учитывая относительно высокую стоимость его транспортировки, найти потребителя аммиака, полученного из ПНГ, может оказаться непростой задачей. С учетом этого производство метанола – гораздо более распространенный способ монетизации ПНГ с помощью малотоннажных газохимических установок, и по этой причине в настоящем разделе ему уделяется основное внимание. Кроме того, следует отметить, что газохимические технологии допускают высокое содержание углекислого газа в сырьевом газе. В частности, при производстве метанола допустимое содержание диоксида углерода составляет не менее 20 моль % CO_2[70]. **Основные ограничения:** Необходима подача воды, поскольку она используется в процессе парового риформинга метана. Может потребоваться подготовка сырьевого газа. В случае необходимости, первым этапом является обессеривание, которое обычно проводится путем обработки амином, и удаление N_2. Вторым этапом обычно бывает предварительный риформинг с частичным разложением и гидрогенизацией более тяжелых углеводородных компонентов сырьевого газа. Кроме того, малотоннажные ГХ установки обычно требуют подключения к энергосистеме ввиду значительного энергопотребления (оно сопоставимо с потреблением малотоннажных установок СПГ и мини-установок ГЖК), хотя на рынке есть и модели, работающие на газе. Газохимические технологии, как правило, отличаются большой капиталоемкостью (как и другие технологии ГЖК/ГХ).	*Источник: Hydrocarbon Engineering*

[67] Arora S. and Prasad R. (2016) An overview on dry reforming of methane: strategies to reduce carbonaceous deactivation of catalysts. RCS Advances. Issue 110. https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2016/ra/c6ra20450c

[68] De Campos Roseno, K.T. et al. (2018) Syngas production using natural gas from the environmental point of view. Biofuels-State of Development, pp. 273-290. https://www.intechopen.com/chapters/59618

[69] J. Jianga et al. (2018) Energy Consumption Optimization of a Synthetic Ammonia Process Based on Oxygen Purity. Chemical Engineering Transactions. Vol. 70, 2018. https://www.aidic.it/cet/18/70/081.pdf

[70] Al-Adwani H.A. (1992) A kinetic study of methanol synthesis in a slurry reactor using a $CuO/ZnO/Al_2O_3$ catalyst, p. 73. https://www.osti.gov/servlets/purl/7046137

Диапазон производительности (в млн ст. куб. футов/сут)	По информации, полученной от поставщиков оборудования, производительность экспериментальных метаноловых установок составляет 0,5-1,5 метрических тонн в сутки (примерно 0,02-0,07 млн ст. куб. футов в сутки). Максимальная производительность не ограничена, хотя типичные малотоннажные метаноловые установки могут производить до 60-80 тыс. метрических тонн метанола в год (5,2-10,0 млн ст. куб. футов в сутки в зависимости от эффективности и мощности установки). По словам представителей ЗАО «Безопасные технологии», минимальная экономически целесообразная производительность составляет не менее 8-10 тыс. метрических тонн в год (0,7-1,3 млн ст. куб. футов в сутки). Следует отметить, что такие мелкие установки эффективны только при наличии весьма благоприятных условий для реализации проекта: например, при размещении установки на удаленном месторождении, которому нужен метанол для внутреннего потребления (в этом случае стоимость метанола будет весьма значительной, поскольку для оператора месторождения единственной альтернативой будет закупка метанола у сторонних поставщиков, которая влечет за собой значительные транспортные расходы).
Вид производимой продукции	Аммиак или метанол — в зависимости от типа газохимической установки. Как отмечает ЗАО «Безопасные технологии», малотоннажные установки производят метанол разных марок и разного качества – от сырого метанола (чистота 93%+) до товарного метанола марки А/АА (содержание метанола 99,9%). Правда, последний производится редко, поскольку качество технического метанола (до 99%) достаточно для его потребления на месторождении, а для получения продукта марки А/АА требуется более сложное и, соответственно, более дорогое оборудование.
Выход на млн ст. куб. футов газа	**Аммиак** Для производства одной тонны аммиака нужно 1115-1250 норм. куб. м (0,04 млн ст. куб. футов) природного газа[71]. Следовательно, один миллион ст. куб. футов ПНГ в сутки дает 8,2-9,2 тыс. тонн аммиака в год. **Метанол** Для производства одной тонны метанола требуется 900-1300 норм. куб. м (0,03-0,05 млн ст. куб. футов) природного газа, причем около 100 норм. куб. м (0,004 млн ст. куб. футов) идет на собственные нужды установки. Как отмечают представители ЗАО «Безопасные технологии», расход на собственные нужды относительно невелик, поскольку в процессе окисления продуктов реакции выделяется дополнительное тепло. В результате из 1 млн ст. куб. футов ПНГ в сутки получается около 8-11,5 тыс. тонн метанола в год.
Требования к предварительной подготовке газа	Требуется предварительная подготовка газа. В случае необходимости первым этапом является обессеривание, которое обычно проводится путем обработки амином, а также удаление CO_2 и N_2. Вторым этапом обычно является предриформинг с частичным разложением и гидрогенизацией тяжелых компонентов сырьевого газа. Для этого в предриформер подается либо пар, либо водородсодержащий газ, образующийся на последующих этапах технологического процесса (либо и то, и другое). Как подчеркивает ЗАО «Безопасные технологии», необходимость предриформинга определяется в первую очередь составом сырьевого газа. Если газ содержит небольшое количество тяжелых компонентов, предриформинг не требуется; однако при высоком уровне содержания тяжелых компонентов он необходима. Как правило, предриформинг необходим при переработке ПНГ и не требуется в случае природного газа. Но если природный газ содержит значительное количество, например, этана, то до этапа парового риформинга потребуется предриформинг. Небольшие метаноловые установки обычно выдерживают содержание H_2S до 0,4%. Кроме того, следует отметить, что газохимические технологии допускают высокое содержание CO_2 в сырьевом газе. В частности, при производстве метанола допустимое содержание диоксида углерода составляет не менее 20 моль %[72].

[71] Портал «Новые химические технологии» (2006) Базовая химия и нефтехимия. https://newchemistry.ru/letter.php?n_id=682
[72] Al-Adwani H.A. (1992) A kinetic study of methanol synthesis in a slurry reactor using a $CuO/ZnO/Al_2O_3$ catalyst, p. 73. https://www.osti.gov/servlets/purl/7046137

Модульность **Другие возможности масштабирования**	Существуют модульные газохимические установки. По истечении срока эксплуатации месторождения их можно перевезти в другое место для последующего использования. По словам представителей ЗАО «Безопасные технологии» и ООО «Новые технологии», модульные метаноловые установки в контейнерном исполнении экономически целесообразны при производительности до 40-50 тыс. тонн метанола в год. Установки с большей производительностью, как правило, более эффективны в обычном (немодульном) исполнении. Обычно в малотоннажной метаноловой установке в контейнерном исполнении в состав комплекта оборудования входят 20-40 модулей (в зависимости от производительности установки), каждый из которых имеет габариты стандартного 40-футового контейнера. Отдельные элементы метаноловых установок большей производительности (~40-50+ тыс. тонн метанола в год), как правило, крупнее, что затрудняет внедрение модульных решений.
Необходимые вспомогательные (дополнительные) оборудование и ресурсы	Малотоннажные метаноловые установки обычно требуют подключения к энергосистеме, хотя установки, работающие на газе, тоже выпускаются. Кроме того, необходим источник воды (можно использовать природные источники). По информации, полученной от ЗАО «Безопасные технологии», создание полностью автономной установки возможно, хотя обычно оно не имеет экономического смысла из-за значительного энергопотребления. Кроме того, по замечанию представителей ООО «Новые технологии», наличие транспортной инфраструктуры и доступа к энергосистеме удешевляет и ускоряет процесс строительства.
Область применения (на суше/на шельфе)	Некоторые поставщики оборудования (в частности Bluescape Clean Fuels)[73] и технико-экономические обоснования говорят о том[74], что малотоннажные метаноловые установки технически возможно установить на морских платформах. Однако следует отметить, что на момент составления настоящего доклада нам не удалось найти примеров реализации таких проектов в мировой практике. ООО «Новые технологии» также отмечает, что в случае использования малотоннажных метаноловых установок для переработки ПНГ на шельфовых месторождениях необходимо учитывать ограниченность пространства на платформе. Кроме того, для водоснабжения может потребоваться опреснительная установка.
Ограничения по температуре окружающей среды	Особых ограничений по температуре окружающей среды не существует, хотя следует отметить, что в теплом климате эффективность установок по производству метанола обычно снижается.
Необходимое минимальное давление подачи газа	По словам представителей ЗАО «Безопасные технологии», оптимальное давление для малотоннажных метаноловых установок составляет около 45 бар. В случае более низкого давления требуется установка дожимного компрессора. Для эффективной работы установки важна стабильная подача ПНГ, хотя эта проблема часто решается установкой дожимного компрессора. Кроме того, как отмечает ООО «Новые технологии», по максимальному давлению нет никаких ограничений, а колебания давления нежелательны, но не критичны, поскольку обычно имеются резервные компрессоры. Однако неоднократные внезапные отключения подачи газа могут негативно сказаться на сроке службы оборудования.
Диапазон рабочих температур	Производство метанола предусматривает нагрев до очень высокой температуры, порядка +850-900 °C. Синтез метанола как таковой протекает при +250-300 °C, а предриформинг –при +400-550 °C. Минимальная температура в процессе производства метанола зависит от технологии получения кислорода (в случае частичного окисления для производства синтез-газа)[75] и температуры отведения ШФЛУ (от -20 до -40 °C).

[73] GGFR (2021) GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas. Mini-GTL, p. 40. https://documents1.worldbank.org/curated/en/469561534950044964/pdf/GGFR-Technology-Overview-Utilization-of-Small-Scale-Associated-Gas.pdf

[74] Kato, K. et al. (1997) Floating Methanol Production System (FMPS) for Small Scale Gas Fields. https://www.jstage.jst.go.jp/article/jime1966/32/11/32_11_851/_article

[75] В составе установок по производству метанола с частичным окислением для получения синтез-газа есть воздухоразделительные агрегаты, которые сжимают и охлаждают воздух до температуры около -185 °C. Затем воздух

Другие климатические ограничения	Не выявлены.
Углеродный след и прочие воздействия на окружающую среду	Первый этап при производстве аммиака и метанола — паровой риформинг метана, т.е. химическая реакция в результате которой выделяется углекислый газ. Кроме того, углекислый газ образуется при производстве электроэнергии, необходимой для работы установки. Объем выбросов других парниковых газов (например, метана) незначителен. ООО «Новые технологии» отмечает, что при низких концентрациях метанол нетоксичен и быстро разлагается в воде и почве в случае утечки.
Вопросы безопасности	Поскольку процесс производства метанола происходит при чрезвычайно высоких температурах (до 900 °C) и сопряжен с риском утечки водорода, он считается взрывоопасным. В связи с этим необходим строгий контроль за работой оборудования.
Возможность применения технологий УХУ/УУХУ	ООО «Новые технологии» отмечает, что технологии УХУ/УУХУ можно применять на газохимических установках, в частности, в случае их эксплуатации на нефтяных месторождениях. Закачка CO_2 из топочного газа в нефтеносные пласты – эффективный способ повышения нефтеотдачи и освоения трудноизвлекаемых запасов нефти.
Прочие соображения	Как отмечает ООО «Новые технологии», к числу других проблем, связанных с внедрением технологии малотоннажного производства метанола в целях утилизации ПНГ, относятся отсутствие модульного оборудования полной заводской готовности, а также удаленное расположение месторождений и связанные с этим логистические трудности с точки зрения доставки оборудования и вывоза готовой продукции. Кроме того, следует отметить, что для эксплуатации малотоннажной метаноловой установки нужны специальные операторы, разбирающиеся в вопросах производства химических продуктов из природного газа на месторождениях, которых может не быть в нефтегазовой компании, осуществляющей такой проект.

3.11 Дата-центры

Дата-центры	**УГТ: «Коммерческая технология»** от **API 6 (***производственная система смонтирована и прошла испытания)* до API **7** *(производственная система подтверждена путем успешной эксплуатации)*
Общее описание: Как отмечалось выше, одной из самых распространенных технологий утилизации ПНГ является внедрение газопоршневых установок или газовых турбин для выработки электроэнергии. Однако в отсутствие доступа к энергосистеме и при низком уровне потребления электроэнергии на территории промысла объем потенциального рынка генерируемой электроэнергии может оказаться ограниченным. В таких случаях возможным вариантом монетизации произведенной электроэнергии является создание энергоемкого объекта непосредственно на месторождении. Одним из примеров таких объектов являются дата-центры. Дата-центр – это объект, в котором размещено множество мощных компьютеров и необходимых для их работы систем, которые эффективно и бесперебойно обрабатывают огромные объемы данных. Организации используют дата-центры для размещения (хостинга) важной информации и решения задач, требующих больших вычислительных мощностей, таких,	*Дата-центр. Фото предоставлено компанией Crusoe Energy Systems*  *Источник: компания Crusoe Energy Systems*

сжижается и разделяется на кислород и азот. Кислород в газовой фазе сжимается и подается в модуль частичного окисления в качестве сырья для производства синтез-газа, который в дальнейшем используется для синтеза метанола.
Источник: MSK (2014) Production. Официальный сайт компании MSK. http://www.msk.co.rs/en-GB/content/cid253/production

как, например, рендеринг (компьютерная графика) или тренировка моделей искусственного интеллекта. Кроме того, при наличии соответствующего оборудования дата-центры можно использовать для майнинга криптовалют. С учетом этих характеристик и количества оборудования, которое обычно размещается в дата-центрах, они отличаются очень высокой энергоемкостью. **Достоинства технологии:** В большинстве регионов примеры реализации этого решения ограничиваются пилотными проектами. Сегодня эта технология наиболее распространена в США, где работает компания Crusoe Energy Systems, поставляющая модульные дата-центры. В настоящее время эта компания эксплуатирует 40 модульных дата-центров, работающих на электроэнергии, которую производят из ПНГ, в штатах Северная Дакота, Монтана, Вайоминг и Колорадо. По прогнозам компании, к 2022 г. количество таких дата-центров увеличится до 100 в связи с тем, что она осваивает новые рынки (штаты Техас и Нью-Мексико)[76]. Данное решение имеет хорошие возможности для более широкого распространения в связи с растущим интересом к услугам дата-центров на фоне повсеместной цифровизации: в ряде регионов (в частности в России) уже сейчас ощущается нехватка суперкомпьютеров, способных решать задачи, требующие значительных вычислительных мощностей. В связи с этим сеть небольших децентрализованных дата-центров может оказаться весьма востребованной. Кроме того, растет интерес к майнингу криптовалюты. Как отмечают в российской нефтегазовой компании «Газпромнефть», которая создала экспериментальные дата-центры на своих месторождениях, такие решения имеют относительно короткий срок окупаемости: 3-5 лет. Наряду с этим, компания также подчеркивает, что в связи с бурным развитием вычислительной техники другой характерной особенностью дата-центров является быстрое устаревание оборудования. Кроме того, необходимо отметить значительную волатильность цен на отдельные виды вычислительного оборудования, в частности, на специализированные интегральные микросхемы для майнинга (ASIC-майнеры), цена которых напрямую коррелируют со стоимостью криптовалют (поскольку при росте стоимости криптовалют увеличивается количество физических лиц и компаний, которые стремятся приобрести оборудование для майнинга, что создает дефицит и стимулирует рост цен). **Основные ограничения:** Несмотря на вышесказанное, в случае монетизации за счет майнинга криптовалют краткосрочные перебои в работе вычислительного оборудования приводят лишь к потере доходов, в то время как в случае реализации сценария, предусматривающего предоставление услуг дата-центрами, они также могут привести к штрафным санкциям за невыполнение обязательств перед заказчиками. Поскольку в плане утилизации ПНГ модульные дата-центры являются «дополнением» к энергетическому оборудованию, на них распространяются все ограничения и требования, применимые к газопоршневым установкам и газовым турбинам. При рассмотрении варианта с майнингом криптовалюты следует заранее изучить применимое местное законодательство (особенно в области налогообложения) и нормативные акты.	

Диапазон производительности (в млн ст. куб. футов/сут)	Диапазон производительности и возможности масштабирования практически не ограничены. Они определяются наличием энергетических ресурсов (ПНГ и электроэнергии). При реализации пилотных проектов компания «Газпромнефть» использовала модульные решения – дата-центры в 40-футовых контейнерах, каждый мощностью

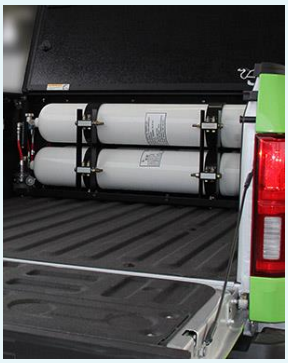
[76] Crusoe Energy Systems (2021) Crusoe Energy is tackling energy use for cryptocurrencies and data centers and greenhouse gas emissions. April 26, 2021. Официальный сайт компании Crusoe Energy Systems. https://www.crusoeenergy.com/blog/69bV5OWklv0xLHcWTDkMVl/crusoe-energy-is-tackling-energy-use-for-cryptocurrencies-and-data-centers-and-greenhouse-gas-emissions

	1 МВт. Увеличение суммарной мощности до 25-30 МВт потребует около 4,8 млн ст. куб. футов газа в сутки. Стандартное решение от компании Crusoe Energy Systems – это модульный дата-центр, оснащенный собственной электростанцией на 2 МВт, что обеспечивает утилизацию около 0,3 млн ст. куб. футов ПНГ в сутки. При этом компания также реализовала проекты с турбогенераторами мощностью 18 МВт (более 2,7 млн ст. куб. футов газа в сутки) и может предложить решения еще большей мощности, способные утилизовать практически любой объем ПНГ.
Вид производимой продукции	Существует два возможных направления монетизации дата-центров: 1. предоставление услуг дата-центров сторонним заказчикам, т.е. использование мощностей дата-центров для решения задач, требующих значительных вычислительных мощностей; 2. майнинг криптовалют (при отсутствии законодательных ограничений). По словам компании Crusoe Energy Systems, вычислительное оборудование не всегда подходит для решения любых вычислительных задач. В частности, для майнинга криптовалют необходимы ASIC-майнеры. Существует и более универсальное оборудование, которое можно использовать и для майнинга, и для предоставления услуг дата-центров (например, графические процессоры).
Выход на млн ст. куб. футов газа	В случае монетизации дата-центра за счет предоставления услуг сторонним заказчикам уровень доходов зависит от конкретной ситуации. Ввиду недостаточного развития этого рынка в большинстве регионов сложно назвать обоснованную ориентировочную стоимость контракта. По нашим оценкам, если допустить, что расход ПНГ в газопоршневой установке составляет 0,34 млн ст. куб. футов в сутки на 1 МВт электроэнергии[77], а энергопотребление дата-центра – 300 Вт на 7-130 Тфлопс[78], то 1 млн ст. куб. футов ПНГ в сутки обеспечивает вычислительную мощность в дата-центра от 69 до 1273 Пфлопс. Что касается монетизации за счет майнинга криптовалют, то, по нашим оценкам, если исходить из потребления 151 МВт•ч на один биткоин[79] и вышеупомянутой эффективности генерирующего оборудования, то 1 млн ст. куб. футов ПНГ в сутки дает около 170,6 биткоинов[80] (1,2 млн долларов США[81]). Следует подчеркнуть, что представленные значения – это всего лишь наши приблизительные оценки на основе данных из открытых источников. Поскольку производительность вычислительного оборудования колеблется в широких пределах, а курсы криптовалют отличаются чрезвычайно высокой волатильностью, фактические значения могут быть совершенно иными.
Требования к предварительной подготовке газа	Требования к подготовке ПНГ зависят от характеристик генерирующего оборудования и состава ПНГ. Компания Crusoe Energy Systems, поставляющая дата-центры, оснащенные собственными электростанциями, отмечает, что их генераторы работают с газовым топливом с самыми разными уровнями теплотворной способности, включая жирный газ с захваченной жидкостью. Кроме того, в случае высокого содержания H_2S требуется обессеривание.
Модульность **Другие возможности масштабирования**	Технология является модульной и масштабируемой. Дата-центры могут размещаться в стандартных 40-футовых контейнерах.
Необходимые вспомогательные (дополнительные) оборудование и ресурсы	Помимо наличия на месторождении генерирующего оборудования для энергоснабжения дата-центра, необходимо подключение к Интернету. При небольшой мощности достаточно GSM-модема. При более высокой мощности может потребоваться оптоволоконная линия. В случае организации мощных дата-центров необходимо учитывать удаленность от существующей инфраструктуры

[77] GGFR (2018) GGFR Technology Overview – Utilization of Small-Scale Associated Gas. Power Generation, p. 15
[78] NVIDIA (2021) NVIDIA Tesla V100 specs. Официальный сайт компании NVIDIA). https://www.nvidia.com/ru-ru/data-center/tesla-v100/
[79] BitOoda (2021) The Weekly Hash, 4/26/2021: Volatile Price Action, Tx Fees Normalize. April 26, 2021. https://bitooda.medium.com/the-weekly-hash-4-26-2021-volatile-price-action-tx-fees-normalize-4fb2b0ae9dcf
Допущения: целевая скорость хэширования — 165 экзахэш/с, ASIC-майнер — Antminer S19.
[80] Примечание: с учетом КПД газопоршневой установки 0,34 млн. ст. куб. футов газа в сутки на 1 МВт, потребление 1 млн. ст. куб. футов в сутки обеспечивает выработку 2,94 МВт электроэнергии (25,8 ГВт•ч), что при расходе 151 МВт•ч на биткоин позволяет добывать 170,6 биткоинов в год.
[81] При среднем курсе биткоина в 2020 году на уровне 7 188 долларов США за один биткоин.

	(стоимость прокладки 1 км волоконно-оптического кабеля составляет примерно 27-40 тыс. долларов США). Компания Crusoe Energy Systems отмечает, что она предлагает максимально автономное оборудование, способное работать со спутниковым интернетом. Компания использует радиорелейные сети в микроволновом и миллиметровом диапазонах, поэтому даже при обработке больших объемов данных наличие оптоволоконного соединения необязательно.
Область применения (на суше/на шельфе)	Существующие дата-центры, работающие на ПНГ, есть только на сухопутных месторождениях, однако для их размещения на морских платформах нет никаких серьезных ограничений при наличии необходимого пространства и оборудования для выработки электроэнергии. Это подтверждает компания Crusoe Energy Systems: по ее мнению, в случае шельфовой добычи основным ограничением является именно наличие свободного пространства.
Ограничения по температуре окружающей среды	Ограничения, связанные с температурой окружающей среды, отсутствуют. Для эксплуатации дата-центров в холодном климате можно использовать утепленные контейнеры. В то же время размещение в холодном климате при прочих равных условиях более выгодно благодаря сокращению расходов на охлаждение. Компания Crusoe Energy Systems сообщает, что в настоящее время она осуществляет пилотный проект в Техасе, чтобы проверить свою технологию в условиях жаркого климата.
Необходимое минимальное давление подачи газа	Есть минимальные ограничения для генерирующего оборудования. Компания Crusoe Energy Systems, поставляющая дата-центры, оснащенные собственными электростанциями, отмечает, что на действующих установках давление газа на входе обычно составляет от 30 до 150 фунтов на кв. дюйм, а оптимальный диапазон давления — от 60 до 75 фунтов на кв. дюйм. По мнению компании Crusoe Energy Systems, нестабильность подачи ПНГ – неблагоприятный, но не критический фактор, поскольку оборудование автоматически снижает нагрузку в случае сокращения подачи ПНГ.
Диапазон рабочих температур	Существенных ограничений, связанных с диапазоном рабочих температур, нет. Для поддержания оптимальной температуры достаточно установить систему воздушного охлаждения.
Другие климатические ограничения	Других климатических ограничений не выявлено.
Углеродный след и прочие воздействия на окружающую среду	Электрогенерирующее оборудование является источником выбросов определенного количества ПГ и загрязняющих веществ. Компания Crusoe Energy Systems, поставляющая дата-центры, оснащенные собственными электростанциями, отмечает, что она сводит к минимуму выбросы от генерирующего оборудования, устанавливая современные каталитические преобразователи и инструментальные комплексы, обеспечивающие сокращение выбросов. По оценкам компании Crusoe Energy Systems, за счет сокращения или прекращения факельного сжигания газа можно сократить выбросы ПГ на 63% в CO_2 эквиваленте.
Вопросы безопасности	Существенных рисков, связанных с охраной труда, нет.
Возможность применения технологий УХУ/УУХУ	Технологии улавливания углерода применимы к генерирующему оборудованию, которое вырабатывает электроэнергию для дата-центров.
Прочие соображения	Бизнес-модель компании Crusoe Energy Systems основана на заключении соглашений с операторами месторождений о передаче прав собственности на ПНГ. Затем компания монетизирует это право за счет предоставления услуг дата-центров или майнинга криптовалют; при этом она оплачивает расходы на поставку и эксплуатацию оборудования. Следовательно, предлагаемое решение особенно привлекательно для месторождений, где нет альтернативных вариантов утилизации ПНГ, поскольку оператор месторождения не несет практически никаких дополнительных расходов.

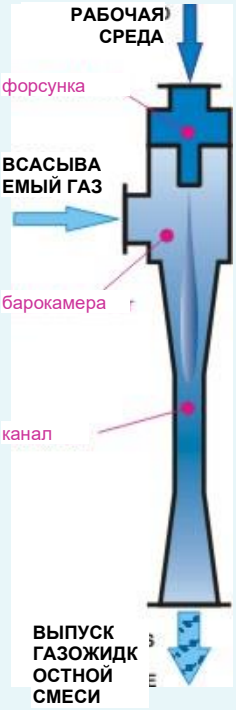
3.12 Хранение и транспортировка адсорбированного природного газа

Хранение и транспортировка адсорбированного природного газа	**УГТ: «**В промышленных масштабах»: «В разработке»— УГТ2 «Проверка концепции». Для легких коммерческих автотранспортных средств: «Коммерческая технология» - УГТ 7 «Проверка на практике»
Общее описание: Технология адсорбированного природного газа (АПГ) предусматривает использование микропористого твердого вещества (адсорбента), который помещается в контейнеры для хранения газа. За счет этого в том же контейнере можно хранить в 1,5-3 раза больше газа по сравнению с КПГ. Это позволяет снизить стоимость и вес контейнеров для хранения газа и (или) уменьшить расходы на компримирование. Однако после первого опорожнения контейнера в адсорбенте остается от 15% до 30% газа, что снижает его реальную газоемкость при последующем заполнении. Несмотря на то, что примеров применения АПГ в промышленности для перевозки больших объемов газа не так много, контейнеры с адсорбентом теоретически пригодны для доставки газа под тем давлением, которое требуется в точке его приема. Газоемкость адсорбента обычно оценивается по объемной емкости аккумулирования метана при его хранении (Vm/Vs), где Vm – объем хранимого метана при стандартных температуре и давлении, а Vs – объем контейнера для хранения. Соотношение Vm/Vs обычно составляет от 50 до более чем 200. Для коммерческого применения АПГ требуются дешевые адсорбенты с высокой газоемкостью. На сегодняшний день наилучшие показатели удельной газоемкости имеет активированный уголь[82]. Адсорбция природного газа активированным углем – это физическая адсорбция. Максимальное количество природного газа, хранимого в 10-литровом баллоне, составляет 0,78 кг, и это дает возможность извлечения 0,75 кг газа, если баллон теплый[83]. Эта технология не получила широкого распространения и существует только в малотоннажном варианте, пригодном для использования на легких коммерческих автомобилях. Более крупномасштабные решения (например, для хранения природного газа, поступающего с промысловых объектов), пока находятся на этапе научных исследований и опытно-конструкторских разработок. В научной статье, опубликованной в 2017 г., разработана математическая модель «крупномасштабного» резервуара, в котором можно хранить 54 кг природного газа, но это все равно на порядок меньше, чем требуется для промышленного применения. Согласно оценкам, на загрузку и выгрузку газа уходит 4-5 минут при расходе 10 кг/с. Рабочее давление АПГ составляет 500 фунтов на кв. дюйм и выше. **Достоинства технологии:** • Уменьшение веса и стоимости резервуаров для хранения газа, что снижает себестоимость. • Снижение расходов на компримирование, поскольку для хранения того же количества газа в контейнере требуется более низкое давление. **Основные ограничения:**	 *Рисунок: Баллоны с адсорбированным природным газом (АПГ), установленные на легком коммерческом автомобиле. Источник: компания Ingevity.*

[82] Arora, A., & Bachle, A. (2015). Storage of Natural Gas by Adsorption Process. October, 20–22.
[83] Dziewiecki, M. (2018). Adsorbed Natural Gas Tank feeded with Liquid Natural Gas. E3S Web of Conferences, 44, 1-8. https://doi.org/10.1051/e3sconf/20184400038.

• Не продемонстрирована возможность применения данной технологии для резервуаров промышленного масштаба. Используются лишь небольшие емкости, пригодные для хранения газового топлива для легких коммерческих автомобилей. • Емкости для хранения необходимо заполнять адсорбирующим материалом (например, углем) таким образом, чтобы создать жесткую конструкцию и обеспечить большую площадь поверхности. • Скорость извлечения газа из резервуара для хранения ниже, чем в случае выгрузки КПГ, и ограничена скоростью десорбции молекул газа активированным углем. • Необходим газ трубопроводного качества. Значительное содержание H_2S, CO_2 или воды в газе нежелательно, поскольку они сокращают срок службы адсорбента.	
Диапазон производительности (в млн ст. куб. футов/сут)	0,001 млн ст. куб. футов в сутки (100-1000 ст. куб. фут в сутки для легких транспортных средств) Для хранения природного газа компания Ingevity предлагает на контейнеры емкостью 0,2-0,3 тыс. ст. куб. футов.
Вид производимой продукции	Природный газ
Выход на млн ст. куб. футов газа	75%-90% газа, первоначально закачанного в контейнер АПГ.
Требования к предварительной подготовке газа	Возможно хранение только метана высокой чистоты, поэтому требуется удаление ШФЛУ и воды. Кроме того, при необходимости нужно удалять серу и CO_2.
Модульность	На одном транспортном средстве можно устанавливать разное количество емкостей.
Другие возможности масштабирования	В настоящее время из-за нехватки информации нет четкого представления о возможностях реализации более крупномасштабных проектов. Похоже, что дальнейшая разработка этой технологии в науке и промышленности приостановлена.
Необходимые вспомогательные (дополнительные) оборудование и ресурсы	Электроэнергия для компримирования газа Заправочная станция для легких автомобилей Во время заправки газ может перегреться, а во время десорбции переохладиться. Следовательно, может потребоваться оборудование для нагрева/охлаждения (этот вопрос является темой научных исследований).
Область применения (на суше/на шельфе)	В настоящее время применяется только на суше
Ограничения по температуре окружающей среды	Низкие температуры, по-видимому, влияют на эффективность извлечения метана из емкостей для хранения.
Необходимое минимальное давление подачи газа	Не менее 500 фунтов на кв. дюйм. Грузовые автомобили на АПГ обычно работают при давлении 900 фунт. на кв. дюйм.
Диапазон рабочих температур	Н/д
Другие климатические ограничения	Недостаточно данных
Углеродный след и прочие воздействия на окружающую среду	Более низкие выбросы по сравнению с бензином и дизельным топливом при использовании природного газа в качестве топлива для легких автомобилей, но это также достижимо с помощью технологии КПГ.
Вопросы безопасности	Особое внимание следует уделить тому, чтобы кусочки угля не попадали в газовую систему (необходимо использовать фильтры для предотвращения попадания угольной пыли в газопровод).
Возможность применения технологий УХУ/УУХУ	-
Прочие соображения	Нет

3.13 Эжекторы для улавливания попутного газа

Эжекторы для улавливания попутного газа	**УГТ: «Зрелая коммерческая технология»** **API 7** «Проверка на практике»
Общее описание: Эжекторы не являются технологией утилизации газа как таковой. Это, скорее, технология, облегчающая регулирование давления газа с доведением его до нужного уровня без использования компримирования для того, чтобы довезти газ низкого давления до места утилизации. Эжекторы можно использовать в качестве заменителей компрессоров, монтаж и эксплуатация которых, как правило, дороже и которым нередко требуется специализированное техническое обслуживания и дорогостоящие запасные части. В эжекторах используется рабочая среда высокого давления, обеспечивающая компримирование низконапорного газа, который в противном случае сжигался бы в факелах или выбрасывался в атмосферу. Повышенное давление газового потока позволяет подавать его, например, в поток топливного газа или другую систему улавливания попутного газа (УПГ). Как правило, давление рабочей среды должно быть в 2-10 раз выше необходимого выходного давления (в зависимости от характеристик газа и требуемого давления на выходе). Эжекторы, используемые в системах УПГ, делятся на две группы в зависимости от применяемой рабочей среды: газовые эжекторы и жидкостные эжекторы. Примерами возможной рабочей среды являются газ высокого давления, подаваемый из сепаратора, топливный газ, азот или небольшой боковой поток, отбираемый из напорной линии компрессора газлифта или нагнетания газа в пласт. Рабочий поток воды может отбираться из бокового потока имеющегося водяного насоса или специально установленного водяного насоса. Если в качестве рабочей среды используется вода, ее необходимо отделять от извлекаемого газа. В ряде случаев — например, на установках по сепарации газойля — уже применяются большие трехфазные сепараторы. Если производительность этих сепараторов достаточно велика, то поток из выпускной линии эжектора можно направить в этот сепаратор, устранив необходимость в отдельном сепараторе для УПГ[84]. Основные элементы: - Уплотнитель или клапан, который направляет обычный поток «факельного» газа в эжектор, но при этом позволяет сжигать газ в случае больших и небезопасных скачков давления газа - Один или несколько эжекторов, работающих параллельно (модульная конструкция) - Система управления для регулирования меняющегося потока факельного газа, поступающего в систему, и соответствующего регулирования давления всасывания - Газо-водяной сепаратор (если в качестве рабочей среды используется вода) **Достоинства технологии:** • Технология особенно удобна для малотоннажных установок разделения нефти и газа, где капитальные затраты установку компрессоров экономически нецелесообразны. Во многих случаях на таких объектах уже есть подходящая среда высокого давления для отсоса факельного газа: это нагнетаемые насосами топливный газ или вода. • Отсутствие движущихся частей в зоне компримирования значительно снижает потребность в техническом обслуживании и запасных частях.	 *Рисунок: принципиальная схема газового эжектора. Источник: www.hijet.com*

[84]. Ejector Technology for Efficient and Cost Effective Flare Gas Recovery, Zeeco, 2016.

• Эжекторы легко монтируются и способны работать при самых разных режимах технологического процесса. • Степень сжатия может достигать 150:1. • Способность работать с твердыми веществами (такими, как песок), жидкими суспензиями и кислыми газами. • Компактный размер. • Компания Zeeco заявила, что эжекторы (даже водоструйные эжекторы с замкнутой схемой) более чем на 10% эффективнее водокольцевых компрессоров. **Основные ограничения:** • Низкий объемный КПД по сравнению с другими технологиями компримирования. • Эжекторы требуют наличия рабочей среды с достаточно высоким давлением и расходом. • Газовые эжекторы могут потребовать принятия мер шумоподавления, таких, как, звукоизолирующее покрытие или встроенные глушители.	

Диапазон производительности (в млн ст. куб. футов/сут)	Стандартные параметры, приведенные одним из поставщиков: 2 млн ст. куб. футов в сутки с давлением нагнетания 7,5 бар. На практике продемонстрирована возможность достижения показателя 0,2 млн ст. куб. футов в сутки Минимальная производительность: 0.1 млн ст. куб. футов в сутки
Вид производимой продукции	Поток газа под давлением
Выход на млн ст. куб. футов газа	Н/д
Требования к предварительной подготовке газа	Почти или вообще не требует предварительной подготовки. Тем не менее, поскольку эжекторы – это не последний этап всего процесса, предварительная подготовка требуется для подачи газа под давлением конечному потребителю.
Модульность	Да
Другие возможности масштабирования	Большие возможности масштабирования
Необходимые вспомогательные (дополнительные) оборудование и ресурсы	Рабочая среда. В отсутствие газа под достаточно высоким давлением требуется водяной контур (водяной насос и система обработки воды).
Область применения (на суше/на шельфе)	И на суше, и на морских платформах
Ограничения по температуре окружающей среды	Н/д
Необходимое минимальное давление подачи газа	Нет
Диапазон рабочих температур	Нет ограничений по температуре окружающей среды
Другие климатические ограничения	Нет
Углеродный след и прочие воздействия на окружающую среду	Как часть системы УПГ способствует снижению выбросов от факельных установок В случае использования водяного контура, необходима соответствующая водоподготовка.
Вопросы безопасности	Важно наличие байпаса, чтобы при скачке давления поток газа гарантированно обходил эжектор. Газовые эжекторы могут быть источником шума
Возможность применения технологий УХУ/УУХУ	Не применимо
Прочие соображения	После водяного эжектора требуется установка газо-водяного сепаратора.

4. Анализ чистой приведенной стоимости и расходов на сокращение загрязнения окружающей среды

Для расчета чистой приведенной стоимости (ЧПС) 15 выбранных вариантов утилизации ПНГ и их воздействия на сокращение выбросов парниковых газов построена модель «снижение выбросов – расходы».

В настоящем разделе описываются структура модели и исходные данные. В первой части описан процесс разработки различных сценариев утилизации ПНГ. Во второй части приведены основные допущения (прежде всего, те, что связаны расходами и доходами). В третьей части описывается общая логика моделирования и представлены полученные результаты.

4.1 Разработка различных сценариев утилизации ПНГ

Существуют самые разные условия сжигания попутного газа со множеством различных параметров, которые могут придать уникальный характер любой факельной площадке. Кроме того, существует огромное множество стратегий утилизации попутного газа. Стремясь отразить такое разнообразие, проектная группа разработала 10 различных сценариев сжигания ПНГ, которые включают 5 различных профилей добычи и 2 варианта состава газа. Что касается возможных вариантов утилизации газа, то проектная группа разработала 540 сценариев, отражающих 15 различных технологий утилизации газа, 4 варианта предварительной подготовки, 3 различных срока реализации проектов и 3 стратегии выбора производительности оборудования. Всего получено 5400 комбинаций (рисунок 4). Подробное описание каждой из этих переменных, а также принятые в модели допущения представлены ниже.

Рисунок 4. Краткий обзор комбинаций оцениваемых в модели



4.1.1 Типичные профили добычи попутного газа

Динамика добычи ПНГ меняется в течение всего эксплуатации скважины (коллектора) и зависит от типа коллектора (например, коллекторы сланцевой нефти ведут себя совсем иначе, чем традиционные коллекторы[85]), а также от стратегии добычи нефти. Для отражения такого разнообразия проведена оценка для пяти различных профилей добычи ПНГ, типичных для малых месторождений.

[85] https://www.carbonlimits.no/project/improving-utilization-of-associated-gas-in-us-tight-oil-fields/

Профиль A: факельное сжигание очень небольших объемов газа с постепенным, но плавным нарастанием в течение первых пяти лет и последующим плавным спадом.
Профиль B: факельное сжигание небольших объемов, когда объемы ПНГ снижаются в течение первых 3-4 лет (со значительными ежемесячными колебаниями), а затем неуклонно растут.
Профиль C: факельное сжигание небольших и средних объемов, которые резко увеличиваются с выходом на плато на 4-5-й год, а затем быстро сокращаются.
Профиль D: факельное сжигание средних объемов ПНГ с устойчивым ростом течение первых 7 лет и последующим плавным снижением.
Профиль E: факельное сжигание больших объемов, которые постепенно уменьшаются с периодическими всплесками объемов добычи ПНГ и последующим снижением на протяжении всего периода добычи (типично для схем разработки нефтяных месторождений, когда скважины с высоким газовым фактором закрываются и бурятся новые скважины для поддержания добычи нефти на стабильно высоком уровне).

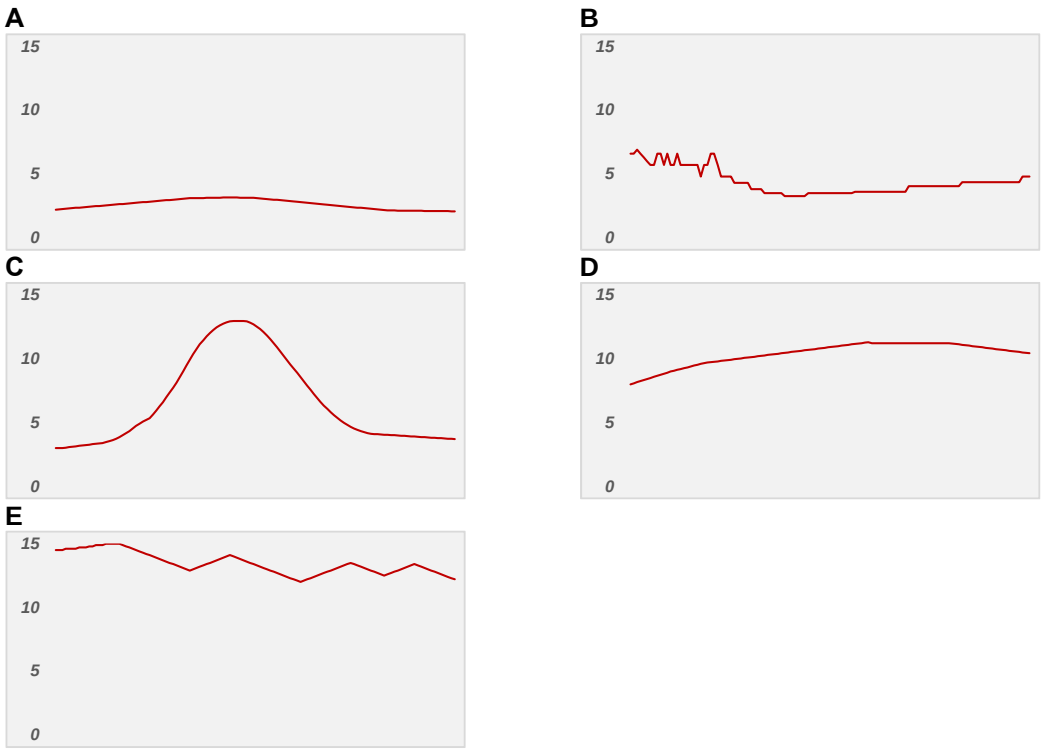
Таблица 4. Допущения относительно профиля добычи в рамках пяти гипотетических сценариев,

Профиль добычи ПНГ	Добыча попутного газа (среднее значение каждого года в млн ст. куб. футов в сутки)											
Год	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
Профиль A	2,3	2,6	2,8	3,0	3,1	2,9	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Профиль B	6,2	5,6	4,9	3,5	3,3	3,5	3,6	4,0	4,2	4,4	4,7	4,9
Профиль C	3,1	3,7	5,9	10,3	12,7	10,8	7,0	4,5	3,9	3,7	3,5	3,3
Профиль D	8,3	9,2	9,8	10,2	10,6	11,0	11,1	11,1	10,9	10,5	10,1	9,7
Профиль E	14,4	14,7	13,8	13,0	13,6	12,6	12,3	13,0	12,7	12,6	11,7	12,3

Примечание. В модели эти профили добычи задавались ежемесячно для повышения точности. В таблице приведены только среднегодовые показатели.

Следует подчеркнуть, что другие профили добычи могут давать совершенно иные результаты.

Рисунок 5. Краткий обзор 5 различных гипотетических сценариев профиля добычи за 10 лет



4.1.2 Типичный состав попутного газа

Состав ПНГ во многом зависит от конкретного месторождения и может меняться в зависимости от коллектора, стратегии выбора производительности оборудования, а иногда и на протяжении всего

срока эксплуатации месторождения. В модели используются два состава: гипотетический жирный и гипотетический тощий газ. Следует подчеркнуть, что иной состав газа дать совершенно иные результаты.

Таблица 5. Гипотетический состав газа: два варианта

Компонент	**Жирный газ моль %**	**Тощий газ моль %**
C_1	58,7	73,9
C_2	11,9	13,3
C_3	10,3	5,6
NC_4	4,8	2,0
IC_4	4,0	2,3
NC_5	2,6	0,0
IC_5	2,4	0,0
C_6	1,8	0,0
C_7	0,5	0,0
C_8	0,4	0,0
C_9	0,1	0,0
H_2O	0,0	0,1
H_2S	0,5	0,0
CO	1,0	0,0
N_2	0,0	0,0
O_2	0,0	0,0
CO_2	0,9	2,9

Таким образом, в сочетании с пятью сценариями профилей добычи с помощью модели были проанализированы в общей сложности 10 комбинаций профилей ПНГ и составов газа: A-жирный, A-тощий, B-жирный, B-тощий, C-жирный, C-тощий, D-жирный, D-тощий, E-жирный и E-тощий.

4.1.3 Выбор технологии утилизации ПНГ

Как отмечалось в разделе 2, в настоящее время существует широкий спектр технологий малотоннажной утилизации ПНГ, которые находятся на разных уровнях зрелости. После проведения консультаций с партнерством GGFR для целей моделирования были отобраны 15 технологий. Моделирование позволило оценить перечисленные далее технологии для каждого из вышеупомянутых профилей добычи с целью расчета чистого сокращения объемов выбросов, необходимых капитальных и эксплуатационных расходов, чистой приведенной стоимости и расходов на сокращение загрязнения окружающей среды (т.е. ожидаемое сокращение выбросов CO_2 на каждый вложенный доллар США). Примечание: учитывается только прямое чистое выбросов; выбросы при использовании продукции конечным потребителем не учитываются.

Таблица 6. Описание рассмотренных вариантов утилизации ПНГ

	Вариант утилизации ПНГ	**Описание варианта утилизации**	**Расходы, учтенные при проведении оценки**
1	**Мини-ГПЗ: полное фракционирование, вывоз сухого газа**	Малотоннажная газоперерабатывающая установка (см. раздел 3.6). Полное фракционирование с получение четырех отдельных продуктов: сухого газа (в основном C_1 и C_2), пропана, бутана и C_5+ (конденсаты). При таком варианте утилизации предполагается, что сухой газ реализуется на местном рынке, пропан и бутан транспортируются и продаются, а конденсат либо транспортируется и продается, либо смешивается с добытой нефтью прямо на месторождении.	Стоимость мини-ГПЗ (включая предварительную подготовку ПНГ), а также подготовки и компримирования сухого газа. Расходы на транспортировку продукции (сухой газ, пропан, бутан и конденсаты) не учитываются.
2	**Мини-ГПЗ: полное фракционир**	Малотоннажная газоперерабатывающая установка (раздел 3.6). Полное фракционирование с получением четырех	Стоимость мини-ГПЗ (включая предварительную подготовку ПНГ).

	ование, факельное сжигание сухого газа	продуктов (см. вариант 1 выше). Предполагается, что сухой газ (в основном C_2 и C_3) сжигается в факелах.	Расходы на транспортировку продукции (пропан, бутан и конденсаты) не учитываются.
3	**Мини-ГПЗ: извлечение ШФЛУ, факельное сжигание сухого газа**	Малотоннажная газоперерабатывающая установка (раздел 3.6). Извлечение ШФЛУ с получением одного продукта: смеси ШФЛУ (смесь СУГ и конденсата C_3, C_4 и C_5+). Предполагается, что сухой газ (который имеет более низкое метановое число, поскольку в нем остается больше соединений C_3+ по сравнению с вариантом полного фракционирования) сжигается в факелах.	Стоимость мини-ГПЗ (включая предварительную подготовку ПНГ). Расходы на транспортировку продукции (ШФЛУ) не учитываются.
4	**Мини-ГПЗ: извлечение ШФЛУ (C_3+), вывоз сухого газа**	Малотоннажная газоперерабатывающая установка (раздел 3.6). Извлечение ШФЛУ с получением смеси ШФЛУ (смесь СУГ и конденсата C_3, C_4 и C_5+). См. вариант 3 выше, а также вариант с сухим газом. В этом варианте предполагается, что сухой газ (который имеет более низкое метановое число по сравнению с вариантом полного фракционирования) вывозится с месторождения.	Стоимость мини-ГПЗ (включая предварительную подготовку ПНГ), а также подготовки и компримирования сухого газа. Расходы на транспортировку продукции (ШФЛУ и сухой газ) не учитываются.
5	**Малотоннажное производство КПГ: виртуальные трубопроводы**	Основным продуктом является КПГ в виртуальном трубопроводе (грузовые автомобили), см. раздел 3.9. В случаях, когда необходимо удалить ШФЛУ, предполагается, что ШФЛУ идет на продажу, как и в вариантах 1 или 4.	Стоимость малотоннажной установки СПГ и модуля (модулей) предварительной подготовки ПНГ (применительно к оцениваемому составу ПНГ). Расходы на транспортировку продукции (КПГ как основной продукт и ШФЛУ как продукт предварительной подготовки) не учитываются.
6	**Малотоннажные мобильные установки КПГ**	Основным продуктом является КПГ (см. раздел 3.9 «Виртуальные трубопроводы КПГ и мобильные автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС)». В случаях, когда необходимо удалить ШФЛУ, предполагается, что ШФЛУ идет на продажу, как и в вариантах 1 или 4.	Стоимость малотоннажной мобильной установки КПГ и модуля (модулей) предварительной подготовки ПНГ (применительно к оцениваемому составу ПНГ). Расходы на транспортировку продукции (КПГ как основной продукт и ШФЛУ как продукт предварительной подготовки) не учитываются.
7	**Малотоннажные установки ГЖК**	Основной продукцией являются такие жидкости, как синтетическое дизельное топливо, синтетическая нафта и синтетический бензин. См. раздел 3.3.	Стоимость монтажа малотоннажной установки ГЖК и модуля (модулей) предварительной подготовки ПНГ (применительно к оцениваемому составу ПНГ). Расходы на транспортировку продукции (синтетическое дизельное топливо, синтетическая нафта, синтетический бензин как основные продукты и ШФЛУ как продукт предварительной подготовки) не учитываются.
8	**Малотоннажные установки ГЖК (с использованием методов прямой конверсии)**	Основным продуктом является метанол, см. раздел 3.9 «Виртуальные трубопроводы КПГ и мобильные АГНКС» 3.4. В случаях, когда необходимо удалить ШФЛУ, предполагается, что ШФЛУ идет на продажу, как и в вариантах 1 или 4.	Стоимость монтажа малотоннажной установки ГЖК и модуля (модулей) предварительной подготовки ПНГ (применительно к оцениваемому составу ПНГ). Расходы на транспортировку продукции (метанол и этанол как основные продукты, а также ШФЛУ как продукт

			предварительной подготовки) не учитываются.
9	**Газопоршневые двигатели малой мощности**	Основным продуктом является электроэнергия, вырабатываемая газопоршневыми двигателями малой мощности (см. раздел 0). В случаях, когда необходимо удалить ШФЛУ, предполагается, что полученная ШФЛУ идет на продажу как и в вариантах 1 или 4.	Стоимость газопоршневых двигателей малой мощности и модуля (модулей) предварительной подготовки ПНГ (применительно к оцениваемому составу ПНГ). Расходы на передачу электроэнергии, а также расходы на транспортировку ШФЛУ (как продукта предварительной подготовки) не учитываются.
10	**Дата-центры**	Дата-центры (раздел **Error! Reference source not found.**), расположенные на месторождении; основной продукт — криптовалюта. В случаях, когда необходимо удалить ШФЛУ, предполагается, что ШФЛУ идет на продажу, как и в вариантах 1 или 4.	Стоимость оборудования дата-центра и мини-электрогенератора(ов) (включая предварительную подготовку ПНГ). Расходы на транспортировку ШФЛУ (как продукта предварительной подготовки) не учитываются.
11	**Микротурбины**	Основным продуктом является электроэнергия (см. раздел 3.7). Как правило, предварительная подготовка газа практически не требуется, но если ПНГ содержит слишком много тяжелых компонентов и необходимо удалить ШФЛУ, то предполагается, что ШФЛУ идет на продажу, как и в вариантах 1 или 4.	Стоимость микротурбин и модуля (модулей) предварительной подготовки ПНГ (применительно к оцениваемому составу ПНГ). Расходы на передачу электроэнергии и расходы на транспортировку ШФЛУ (как продукта предварительной подготовки) не учитываются.
12	**Гибридные решения**	Основным продуктом является электроэнергия, вырабатываемая газопоршневыми двигателями. Электроэнергия поставляется потребителям (в энергосистему) по более высокой стоимости, а аккумуляторы обеспечивают непрерывную подачу энергии (см. раздел 3.1). Как правило, предварительная подготовка газа не требуется, но если ПНГ содержит слишком много тяжелых компонентов и необходимо удалить ШФЛУ, предполагается, что ШФЛУ идет на продажу, как и в вариантах 1 или 4.	Стоимость гибридных установок (электрогенератор(ы), аккумуляторная батарея (батареи)) и модуля (модулей) предварительной подготовки (применительно к оцениваемому составу ПНГ). Расходы на передачу электроэнергии и расходы на транспортировку ШФЛУ (как продукта предварительной подготовки) не учитываются.
13	**Малотоннажное производство СПГ**	Основным продуктом является СПГ; (см. раздел **Error! Reference source not found.**). Предполагается, что полученная ШФЛУ идет на продажу, как и в вариантах 1 или 4.	Стоимость малотоннажных установок СПГ и модуля (модулей) предварительной подготовки ПНГ (применительно к оцениваемому составу ПНГ). Расходы на транспортировку продукции (СПГ как основного продукта и ШФЛУ как продукта предварительной подготовки) не учитываются.
14	**Производство водорода**	Основным продуктом является водород (см. раздел 3.2). В случаях, когда необходимо удалить ШФЛУ, предполагается, что ШФЛУ идет на продажу, как и в вариантах 1 или 4.	Стоимость малотоннажной водородной установки и модуля (модулей) предварительной подготовки ПНГ (применительно к оцениваемому составу ПНГ). Расходы на транспортировку продукции (метанола и этанола как основных продуктов и ШФЛУ как продукта предварительной подготовки) не учитываются.

15	**Малотоннажная газохимия**	Основной продукцией являются химические вещества (например, метанол); (см. раздел 3.10). В случаях, когда необходимо удалить ШФЛУ, предполагается, что полученная ШФЛУ идет на продажу, как и в вариантах 1 или 4.	Стоимость малотоннажных газохимических установок и модуля (модулей) предварительной подготовки ПНГ (в зависимости от состава оцениваемого ПНГ). Расходы на транспортировку продукции (химических веществ как основные продукты и ШФЛУ как продукта предварительной подготовки) не учитываются.

4.1.4 Стратегии выбора производительности оборудования

Поскольку профили добычи ПНГ во многих случаях существенно меняются с течением времени, определение оптимальной стратегии выбора производительности оборудования при разработке варианта утилизации ПНГ имеет решающее значение для достижения баланса между необходимостью сокращения выбросов и финансовой привлекательностью проекта.

Для моделирования были выбраны три разные упрощенные «стратегии утилизации» (в основе базового сценария лежит стратегия выбора средней производительности оборудования):

- ***Стратегия максимальной производительности оборудования***: производительность этого варианта утилизации подбирается с учетом максимального объема добычи ПНГ в течение всего срока действия прогнозируемого профиля добычи. Эта стратегия обеспечивает максимально возможную утилизацию газа (и, следовательно, сокращение выбросов), и приводит к росту капитальных и эксплуатационных расходов, что может снизить финансовую привлекательность проекта из-за избыточной мощности оборудования в течение большей части срока его реализации, если объемы добычи ПНГ со временем значительно снизятся.
- ***Стратегия минимальной производительности оборудования***: производительность этого варианта утилизации подбирается с учетом минимального объема добычи ПНГ в течение всего срока действия прогнозируемого профиля добычи. Эта стратегия гарантирует полное использование мощностей объекта на протяжении всего срока реализации проекта. Такой вариант приведет к минимальному сокращению выбросов, но снижает капитальные и эксплуатационные расходы и, как правило, сокращает финансовые риски и срок окупаемости инвестиций.
- ***Стратегия средней производительности оборудования***: производительность этого варианта утилизации подбирается с учетом среднего объема добычи ПНГ в течение всего срока действия прогнозируемого профиля добычи. Эта стратегия обеспечит более значительное сокращение выбросов по сравнению со «стратегией средней производительности», но при этом может привести к некоторому избытку мощностей в конце срока реализации проекта, если добыча ПНГ значительно сократится с течением времени. Эта стратегия потребует увеличения капитальных и эксплуатационных расходов по сравнению со стратегией минимальной производительности, но они будут ниже, чем в случае стратегии максимальной производительности.

Можно рассматривать и другие стратегии, но они не вошли в текущий анализ.

4.1.5 Сроки реализации проекта

Поскольку реальная инвестиционная деятельность начинается спустя определенный период времени после запуска конкретного проекта утилизации газа, это может повлиять на его экономическую привлекательность. Моделирование позволило протестировать три различных варианта плана реализации проекта:

- реализация проекта в течение 6 месяцев
- реализация проекта в течение 12 месяцев
- реализация проекта в течение 18 месяцев (66% в первый год и 33% в начале второго года).

В зависимости от различных комбинаций профиля, стратегии, применяемой технологии и т.д. более короткий срок реализации дает более высокие значения ЧПС и внутренней нормы доходности (ВНД) проекта.

4.1.6 Требования к предварительной подготовке газа

В зависимости от содержания H_2S, CO_2, воды или C_3+ в попутном газе и от выбранной технологии утилизации наша модель определяет, требуется ли удаление H_2S (также называемое обессериванием), удаление CO_2 (иногда называемое удалением кислого газа)), удаление H_2O (дегидратация) и (или) удаление тяжелых компонентов (C_3+).

В таблице 7 указано максимально допустимое содержание H_2S, CO_2, H_2O и C_3+. Значения, представленные в таблице 7, получены в ходе интервью с поставщиками оборудования и проведения обзоров технологий, упомянутых в разделе 0.

Таблица 7. Допущения относительно максимально допустимого содержания H_2S, CO_2, H_2O и C_3+ в зависимости от технологии утилизации газа[86]

Максимально допустимое содержание примесей для каждой технологии				
	Макс. H_2S	Макс. CO_2	Макс. H_2O	Макс. C_3+
Мини-ГПЗ: полное фракционирование, вывоз сухого газа	0,20%	0,40%	0,20%	100,00%
Мини-ГПЗ: полное фракционирование, факельное сжигание сухого газа	0,20%	0,40%	0,20%	100,00%
Мини-ГПЗ: извлечение ШФЛУ, факельное сжигание сухого газа	0,20%	0,40%	0,20%	100,00%
Мини-ГПЗ: извлечение ШФЛУ, вывоз сухого газа	0,20%	0,40%	0,20%	100,00%
Малотоннажное производство КПГ: виртуальные трубопроводы	0,05%	1,00%	0,20%	5,00%
Малотоннажные мобильные установки КПГ	0,05%	1,00%	0,20%	5,00%
Малотоннажные установки ГЖК	0,15%	1,00%	0,80%	10,00%
Малотоннажные установки ГЖК (с использованием методов прямой конверсии)	0,05%	4,00%	4,00%	10,00%
Газопоршневые двигатели малой мощности	0,15%	20,00%	3,00%	15,00%
Дата-центры	0,15%	20,00%	3,00%	15,00%
Микротурбины	4,00%	40,00%	2,00%	25,00%
Гибридные решения	0,15%	2,00%	0,80%	25,00%
Малотоннажное производство СПГ	0,05%	0,30%	0,03%	5,00%
Производство водорода	0,15%	0,20%	0,20%	5,00%
Малотоннажная газохимия	0,15%	0,40%	0,20%	5,00%

Для каждой комбинации технологии утилизации газа и состава ПНГ проведена оценка потребности в предварительной подготовке газа. Если требуется предварительная подготовка, в оценку включались соответствующие капитальные и эксплуатационные расходы, связанные с комплектом необходимого оборудования (обессеривание, УКГ, фракционирование, дегидратация, удаление C_3+).

В следующем подразделе приведены более подробные сведения о выборе технологии удаления C_3+.

4.1.7 Выбор варианта предварительной подготовки с удалением C_3+

Если общее количество более тяжелых компонентов в ПНГ превышает пороговое значение для конкретной технологии, необходимо удалить компоненты C_3+. Такая предварительная подготовка может быть как простой (например, удаление ШФЛУ или просто сушильный барабан), так и более сложной (например, полное или частичное фракционирование). Удаление ШФЛУ требует меньше капитальных затрат, но зато на выходе получаются не отдельно пропан, бутан и конденсаты C_5+, а смесь жидких фракций природного газа. Предварительная подготовка с полным фракционированием может обеспечить получение товарных C_3, C_4 и конденсата, но это более капиталоемкий процесс.

Вариант предварительной подготовки C_3+,	**принятый в модели**
Полное фракционирование	85% C_3 в ПНГ выделяется в виде товарного пропана 85% C_4 в ПНГ выделяется в виде товарного бутана От 85% до 95% C_5+ в ПНГ выделяется в виде товарного конденсата

[86] Источник: анализ проведенный компанией Carbon Limits на основе обзора литературы и интервью

	Остальные фракции попадают в поток сухого газа, который подается в оборудование для утилизации ПНГ, в идущий от месторождения трубопровод или на факельную установку.
Удаление ШФЛУ	65% C_3, 65% C_4 и от 85% до 95% C_5+ из ПНГ выделяются в виде смеси. ШФЛУ смешивается с добываемой сырой нефтью или транспортируется на ГПЗ на грузовиках. Остальные фракции попадают в поток сухого газа, который подается в оборудование для утилизации ПНГ, в идущий от месторождения трубопровод или на факельную установку.

4.2 Допущения, принятые в модели

4.2.1 Капитальные и эксплуатационные расходы

Для проведения анализа проектная группа собрала информацию о капитальных и эксплуатационных расходах различных технологий утилизации газа. Сбор данных включал в себя обзор литературы и, по возможности, получение сведений о расходах во время интервью с поставщиками оборудования. В процессе сбора данных был выявлен очень большой разброс уровней расходов, т.ч. для целей моделирования используются разумные верхние и нижние оценки, в основе которых лежат самые точные доступные данные на момент подготовки данного исследования. Кроме того, представлены «наивысшая» и «наименьшая» оценки удельных капитальных расходов, которые представляют собой крайние случаи при особо неблагоприятных или особо благоприятных обстоятельствах. Все расходы в данной таблице получены, исходя из стоимости оборудования, используемого на месторождениях США в Мексиканском заливе (без учета стоимости монтажа) в рамках проектов утилизации мощностью 10 и более млн ст. куб. футов попутного газа в сутки.

Для оценки капитальных расходов на оборудование с потреблением газа менее 10 млн ст. куб. футов в сутки применяются мультипликаторы капитальных расходов, отражающие увеличение удельной капиталоемкости оборудования с меньшей производительностью (см. таблицу 13). Для оценки расходов в других географических регионах применяются региональные стоимостные коэффициенты, указанные далее в настоящем разделе (см. таблицу 12).

Таблица 8. Допущения, принятые для капитальных расходов, связанных с различными технологиями утилизации газа[87]

Капитальные расходы, связанные с технологиями утилизации ПНГ	Самый низкий уровень	Низкий уровень	Высокий уровень	Самый высокий уровень	
Мини-ГПЗ: полное фракционирование, вывоз сухого газа	1,2	1,4	1,8	2,0	Долл. США/ст. куб. фут в сутки
Мини-ГПЗ: полное фракционирование, факельное сжигание сухого газа	1,0	1,2	1,6	1,8	Долл. США/ст. куб. фут в сутки
Мини-ГПЗ: извлечение ШФЛУ, факельное сжигание сухого газа	0,6	0,8	1,0	1,2	Долл. США/ст. куб. фут в сутки
Мини-ГПЗ: извлечение ШФЛУ, вывоз сухого газа	0,8	1,0	1,4	1,6	Долл. США/ст. куб. фут в сутки
Малотоннажное производство КПГ: виртуальные трубопроводы	1,2	1,6	2,0	2,8	Долл. США/ст. куб. фут в сутки
Малотоннажные мобильные установки КПГ	1,2	1,5	2,8	3,5	Долл. США/ст. куб. фут в сутки
Малотоннажные установки ГЖК	4,5	6,0	9,0	10,0	Долл. США/ст. куб. фут в сутки
Малотоннажные установки ГЖК (с использованием методов прямой конверсии)	4,0	5,0	8,0	9,0	Долл. США/ст. куб. фут в сутки
Газопоршневые двигатели малой мощности	1,5	2,0	3,0	4,0	Долл. США/ст. куб. фут в сутки

[87] Источник: анализ проведенный компанией Carbon Limits на основе обзора литературы и интервью.

Дата-центры	23,0	26,0	30,0	34,0	Долл. США/ст. куб. фут в сутки
Микротурбины	3,0	4,5	5,8	6,9	Долл. США/ст. куб. фут в сутки
Гибридные решения	2,0	2,5	3,5	4,0	Долл. США/ст. куб. фут в сутки
Малотоннажное производство СПГ	2,0	3,0	5,0	7,5	Долл. США/ст. куб. фут в сутки
Производство водорода	8,0	10,0	14,0	18,0	Долл. США/ст. куб. фут в сутки
Малотоннажная газохимия	8,0	9,0	12,5	16,0	Долл. США/ст. куб. фут в сутки

Примечание 1. Приведенные в таблице 8 капитальные расходы включают для каждой технологии только расходы на оборудование. Прочие расходы – например, стоимость транспортировки, проектирования и монтажа – а также расходы, связанные с предварительной подготовкой и очисткой газа, представлены в таблицах с 9 по 12. Кроме того, сюда не включены капитальные затраты на доставку продукции потребителям (покупателям) (как это подробно описано в таблице 6).
Примечание 2. К капитальным расходам, указанным в таблице 8, следует прибавить расходы на транспортировку и монтаж.

В следующей таблице представлен принятый для целей моделирования диапазон допущений относительно эксплуатационных расходов каждой из 15 технологий утилизации газа.

Таблица 9. Допущения относительно эксплуатационных расходов, связанных с различными технологиями утилизации газа[88]

Эксплуатационные расходы, связанные с технологиями утилизации ПНГ * **	Самый низкий уровень	Низкий уровень	Высокий уровень	Самый высокий уровень	
Мини-ГПЗ: полное фракционирование, вывоз сухого газа	0,5	0,7	0,9	1,2	Долл. США/млн ст. куб. фут
Мини-ГПЗ: полное фракционирование, факельное сжигание сухого газа	0,5	0,7	0,9	1,2	Долл. США/млн ст. куб. фут
Мини-ГПЗ: извлечение ШФЛУ, факельное сжигание сухого газа	0,2	0,3	0,5	0,8	Долл. США/млн ст. куб. фут
Мини-ГПЗ: извлечение ШФЛУ, вывоз сухого газа	0,5	0,7	0,9	1,2	Долл. США/млн ст. куб. фут
Малотоннажное производство КПГ: виртуальные трубопроводы	1,0	1,2	1,7	1,9	Долл. США/млн ст. куб. фут
Малотоннажные мобильные установки КПГ	1,0	1,2	1,7	1,9	Долл. США/млн ст. куб. фут
Малотоннажные установки ГЖК	1,0	1,2	1,9	2,1	Долл. США/млн ст. куб. фут
Малотоннажные установки ГЖК (с использованием методов прямой конверсии)	0,6	0,9	1,5	1,8	Долл. США/млн ст. куб. фут
Газопоршневые двигатели малой мощности	0,5	0,7	0,9	1,2	Долл. США/млн ст. куб. фут
Дата-центры	1,2	1,4	1,8	2,0	Долл. США/млн ст. куб. фут
Микротурбины	0,7	0,9	1,2	1,4	Долл. США/млн ст. куб. фут

[88] Источник: анализ проведенный компанией Carbon Limits на основе обзора литературы и интервью

Гибридные решения	0,6	1,0	1,3	1,5	Долл. США/млн ст. куб. фут
Малотоннажное производство СПГ	1,5	1,9	2,3	2,6	Долл. США/млн ст. куб. фут
Производство водорода	1,0	1,2	1,4	1,5	Долл. США/млн ст. куб. фут
Малотоннажная газохимия	1,0	1,2	1,4	1,5	Долл. США/млн ст. куб. фут

Примечание 1. Приведенные в этой таблице эксплуатационные расходы не включают расходы на транспортировку продукции потребителям, поскольку транспортные расходы учитываются в ценах продуктов (цена нетбэк, см. таблицу 14).
Примечание 2. Указанные в этой таблице эксплуатационные расходы не включают расходы на приобретение сырьевого газа. В данном исследовании предполагается нулевая покупная цена попутного газа.

Как отмечалось в предыдущем разделе, допущение относительно предварительной подготовки газа принимается там, где это необходимо для некоторых комбинаций состава газа и технологии его утилизации.

Таблица 10. Допущения относительно расходов, связанных с удалением ШФЛУ

Капитальные расходы, связанные с удалением ШФЛУ (предварительная подготовка)	Самый низкий уровень низкие	Низкий уровень	Высокий уровень	Самый высокий уровень	
Удаление ШФЛУ	0,6	0,8	1,0	1,2	Долл. США/ст. куб. фут. в сутки
Полное фракционирование	1,0	1,2	1,6	1,8	Долл. США/ст. куб. фут в сутки
Дегидратация	0,2	0,3	0,4	0,5	Долл. США/ст. куб. фут. в сутки
Эксплуатационные расходы, связанные с удалением ШФЛУ (предварительная подготовка)	Самый низкий уровень	Низкий уровень	Высокий уровень	Самый высокий уровень	
Удаление ШФЛУ	0,15	0,30	0,50	0,80	Долл. США/млн ст. куб. фут
Полное фракционирование	0,50	0,70	0,90	1,20	Долл. США/млн ст. куб. фут
Дегидратация	0,15	0,20	0,30	0,40	Долл. США/млн ст. куб. фут

Таблица 11. Допущения относительно расходов, связанных с удалением примесей

	Самый низкий уровень	Низкий уровень	Высокий уровень	Самый высокий уровень	
Капитальные расходы связанные с удалением H_2S	0,4	0,65	0,85	1,0	Долл. США/ст. куб. фут. в сутки
Эксплуатационные расходы, связанные с удалением H_2S	0,5	0,7	0,9	1,1	Долл. США/млн ст. куб. фут

Капитальные расходы, связанные с удалением CO_2	0,4	0,65	0,85	1,0	Долл. США/ст. куб. фут. в сутки
Эксплуатационные расходы, связанные с удалением CO_2	0,5	0,7	0,9	1,1	Долл. США/млн ст. куб. фут

Для учета расходов на транспортировку и монтаж введен «мультипликатор капитальных расходов» (применяемый к оценкам, выполненным для месторождений США в Мексиканском заливе). Величина мультипликатора зависит от того, в каком регионе мира будет применяться тот или иной вариант утилизации ПНГ. Кроме того, для учета национальных и региональных аспектов проектного риска применяются разные ставки дисконтирования (ключевая переменная при расчете ЧПС), что позволяет учесть риск в разных странах и регионах. Эти ставки приведены ниже в таблице 12[89].

Необходимо отметить, что региональный коэффициент капитальных расходов получается путем умножения расчетных расходов на транспортировку и монтаж. Например, региональный стоимостной коэффициент 1,68 означает, что для расчета полного объема капитальных расходов в данном географическом регионе к оценочной стоимости оборудования для технологии, применяемой на месторождениях США в Мексиканском заливе, следует прибавить 68%.

Таблица 12. Допущения относительно мультипликатора (коэффициента капитальных расходов) и ставки дисконтирования, принятые для различных регионов

Регион	Расходы на транспортировку*	Расходы на монтаж**	Региональный коэффициент капитальных расходов	Ставка дисконтирования***
Северная Америка	1,1	1,25	1,38	7%
Южная Америка	1,3	1,25	1,63	10%
Европа	1,2	1,25	1,50	7%
Африка (нормальный риск)	1,4	1,25	1,75	10%
Африка (высокий риск)	1,5	1,25	1,88	14%
Западная Азия (нормальный риск)	1,3	1,25	1,63	12%
Западная Азия (высокий риск)	1,3	1,25	1,63	12%
Центральная Азия	1,4	1,25	1,75	10%
Восточная Азия	1,3	1,25	1,63	8%
Южная Азия	1,3	1,25	1,63	10%
Океания	1,2	1,25	1,50	7%

Расходы на транспортировку являются ориентировочными и основаны на примерных расстояниях от основных регионов, где обычно находится большинство поставщиков, т.е. Северной Америки, Европы и Восточной Азии. Для анализа конкретного проекта необходимо провести конкретную оценку стоимости доставки оборудования от конкретного поставщика.
** Допущение относительно расходов на монтаж одинаково для всех регионов: 25% от объема капитальных расходов.
*** Региональные ставки дисконтирования – это средние значения для каждого региона, принятые на основе Руководства РКИК ООН по оценке эффективности инвестиционного анализа и Премий за риск капитала в разбивкой по странам, которые публикует Университет штата Нью-Йорк. Тем не менее внутри каждого региона существуют различия между странами, и, следовательно, для анализа конкретного проекта следует использовать конкретную ставку дисконтирования, принятую для соответствующей страны.

Эффект масштаба

Как указано выше в разделе 4.2.1, объем капитальных расходов, связанных с различными технологиями утилизации ПНГ, рассчитан для оборудования производительностью 10-15 млн ст. куб. футов ПНГ в сутки. Удельная капиталоемкость обычно повышается с уменьшением производительности вследствие меньшего эффекта масштаба. Однако, как показал опрос поставщиков оборудования, проведенный в рамках настоящего исследования, удельная капиталоемкость по-разному повышается для разных технологий. В таблице 13 приведены

[89] Следует отметить, что в конкретных случаях следует использовать не мультипликаторы (коэффициенты) по умолчанию и не ставки дисконтирования по умолчанию, которые применяются в нашем исследовании, а конкретные показатели расходов на монтаж и транспортировку, конкретные ставки дисконтирования и коэффициенты капитальных расходов.

коэффициенты масштабирования, использованные в настоящем исследовании для различных категорий технологий различной производительности.

Таблица 13. Коэффициент масштабирования для пяти различных категорий технологий, рассмотренных в настоящем докладе

	КПГ/Водород	СПГ	ГПЗ/ГЖК	Ген. эл./дата-центр	ГХ
<1 млн ст. куб. футов в сутки	2,25	2	1,8	1,5	1,8
<3 млн ст. куб. футов в сутки	1,9	1,75	1,5	1,2	1,5
<5 млн ст. куб. футов в сутки	1,6	1,4	1,2	1,1	1,2
<10 млн ст. куб. футов в сутки	1,25	1,25	1,1	1,05	1,1
<15 млн ст. куб. футов в сутки	1	1	1	1	1

Следует отметить, что приведенные в таблице 13 коэффициенты масштабирования не являются универсальными, и для каждого конкретного инвестиционного проекта нужно проводить отдельную оценку капиталоемкости с учетом особенностей проекта, состава ПНГ, конъюнктуры рынка и т.д.

4.2.2 Стоимость продуктов

И наконец, в приведенной далее таблице представлен краткий обзор допущений относительно стоимости продуктов. Стоимость продуктов может существенно меняться с течением времени и в зависимости от географического положения. Для целей моделирования принято допущение о том, что стоимость продуктов не меняется с течением времени и не зависит от географического положения.

Следует отметить, что цены продуктов, указанные в таблице 10 цены – это цены нетбэк на месте реализации проекта. Цены нетбэк – это сниженные рыночные цены, отражающие затраты на транспортировку продукции до конечных потребителей. Самые низкие цены нетбэк характерны для объектов, находящихся на больших расстояниях от рынка сбыта со значительными расходами на транспортировку продуктов, и поэтому цены продуктов на месте реализации проекта значительно ниже рыночных. В частности, сухой трубопроводный газ имеет очень низкую стоимость в районе расположения «блокированных активов», которые находятся на больших расстояниях от промышленных и бытовых потребителей природного газа.

Таблица 14. Допущения относительно цен на продукты (цены нетбэк)

	Цены на продукты (цены нетбэк)					
Продукт	**Самая низкая**	**Низкая**	**Высокая**	**Самая высокая**	**Ед. изм.**	**Примечания**
Сухой газ, подаваемый в трубопровод	0,80	1,13	2,25	6,00	Долл. США/млн ст. куб. фут	Типичные спотовые цены на природный газ корректируются с учетом затрат на транспортировку от типичных добывающих объектов. Можно предположить, что ближе к рынку сбыта цены нетбэк будут выше
Пропан (C_3)	125	165	280	440	Доллар США/тонна	Принято допущение о ценах нетбэк (после вычета расходов на транспортировку до места реализации). «Самая высокая» цена предполагается в случаях, когда месторождение находится недалеко от потребителей C_3/C_4.
Бутан, извлеченный из ПНГ (C_4)	135	175	300	450	Доллар США/тонна	
Конденсат, извлеченный из ПНГ	150	220	350	500	Доллар США/тонна	Конденсаты можно транспортировать и продавать (при этом при расчете цены нетбэк применяется скидка от 20% до 60% в зависимости от расстояния до потребителя) или смешивать с сырой нефтью на месторождении.

	Цены на продукты (цены нетбэк)					
Продукт	**Самая низкая**	**Низкая**	**Высокая**	**Самая высокая**	**Ед. изм.**	**Примечания**
Произведенная электроэнергия (МВт•ч)	28,0	45,0	60,0	100,0	Долл. США/МВт•ч	Оптовые цены на электроэнергию приняты с учетом затрат на передачу. «Самая низкая» отражает ситуацию на самых отдаленных месторождениях, а «Самая высокая» относится к промыслам, расположенным рядом с энергосистемой или конечными потребителями.
Мобильные установки на КПГ	3,0	3,8	6,8	12,0	Долл. США/млн ст. куб. фут	Цены нетбэк включают транспортные расходы (которые колеблются в очень широком диапазоне в зависимости от расстояния) во всех ценовых категориях – от «Самой низкой» до «Самой высокой».
Установки КПГ на грузовых автомобилях	3,0	3,8	6,8	12,0	Долл. США/млн ст. куб. фут	
Биткоин	15 000	20 000	40 000	60 000	Долл. США/ BTC	Хотя стоимость криптовалют не зависит от местонахождения, она отличается крайне высокой волатильностью, что нашло отражение в допущениях относительно цен – от «Самой низкой» до «Самой высокой».
СПГ	200	275	500	700	Доллар США/тонна	Транспортные расходы, как правило, значительны, что обуславливает гораздо более низкую цену нетбэк в категории «Низкая» и «Самая низкая». Кроме того, цены на СПГ существенно меняются в зависимости от региона.
Синтетическое дизельное топливо	225	325	500	650	Доллар США/тонна	«Самая высокая» цена отражает ситуацию, когда дизельное топливо/нафта/бензин используется на месторождении вместо дизельного топлива/нафты/бензина, которые ранее закупались на стороне, или ситуацию, когда конечный потребитель находится поблизости. «Самая низкая» цена отражает ситуацию на удаленных факельных площадках, для которых характерны высокие транспортные расходы.
Синтетическая нафта	225	325	500	650	Доллар США/тонна	
Синтетический бензин	250	350	550	700	Доллар США/тонна	
Водород	350	600	800	1 000	Доллар США/тонна	Транспортные расходы, как правило, значительны, что обуславливает гораздо более низкую цену нетбэк в категории «Низкая» и «Самая низкая». Кроме того, цены на метанол существенно меняются в зависимости от региона.
Химикаты	275	350	500	800	Доллар США/тонна	
Метанол	275	350	500	800	Доллар США/тонна	«Самая высокая» цена отражает ситуацию, когда произведенный метанол можно использовать на территории промысла вместо метанола, который ранее закупался на стороне, или ситуацию, когда конечный потребитель находится поблизости. «Самая низкая» цена отражает ситуацию на удаленных факельных площадках, для которых характерны высокие транспортные расходы.

	Цены на продукты (цены нетбэк)					
Продукт	**Самая низкая**	**Низкая**	**Высокая**	**Самая высокая**	**Ед. изм.**	**Примечания**
Произведенная и сохраненная электроэнергия (МВт•ч)	35,0	54,1	64,9	126,0	Долл. США/МВт•ч	Бесперебойные поставки приводят к тому, что в случае хранения электроэнергии в аккумуляторах цены выше, чем в рассмотренном ранее варианте «Произведенная электроэнергия»
Мощность двигателя (МВт•ч)	28,0	45,0	60,0	100,0	Долл. США/МВт•ч	Аналогично варианту «Произведенная электроэнергия», приведенному ранее в этой таблице.

4.2.3 Эффективность технологий

Информация, представленная в таблицах с описанием технологий в разделе 33, использована в модели в качестве исходных данных по эффективности различных технологий утилизации ПНГ.

5. Структура модели

Для всех 5400 комбинаций (раздел 4.1) модель рассчитывает затраты на снижение загрязнение окружающей среды в результате применения соответствующей технологии утилизации газа. На следующем рисунке представлена общая структура модели, которая описана ниже:

Рисунок 6. Краткий обзор структуры модели



5.1 Расчет ЧПС (и ВНД)

Для расчета чистой приведенной стоимости (ЧПС) и внутренней нормы доходности (ВНД) в модели используется анализ денежных потоков. Денежные потоки определяются в течение 10 лет реализации проекта и учитывают расходы (на основе эксплуатационных расходов и доли капитальных расходов за каждый месяц) и доходы проекта (исходя из выхода продукции и ее стоимости). Остаточная капитальная стоимость объектов на конец срока эксплуатации не задается.

Составляющие доходов и расходов (разбитые по месяцам для повышения точности — всего 120 месяцев) зависят от следующих параметров:

- выбранный профиль добычи,

- выбранный состав газа,
- требования к предварительной подготовке (автоматически выбирается на основе требований к варианту конечной утилизации ПНГ),
- выбранный срок реализации проекта (распределение капитальных расходов во времени),
- выбранная стратегия утилизации (минимальная, максимальная или средняя производительность),
- допущения, принятые для конкретной технологии (выход продукта на млн ст. куб. футов сырьевого газа),
- цены на продукты (выбираются автоматически).

Несмотря на то, что в модели оцениваются различные сценарии, основанные на заранее заданном множестве входных параметров (например, десять предварительно заданных профилей добычи с разбивкой по составу ПНГ, диапазон цен на продукты, различные стратегии выбора производительности и т.д.), для каждого конкретного проекта утилизации потребуется проведение отдельной технико-экономическая оценки в целях повышения уверенности в конечных результатах.

При расчете ЧПС рассматриваются следующие варианты: «высокая», «низкая», «самая высокая» и «самая низкая» в соответствии с допущениями, представленными в разделе 4.2[90]. Ставка дисконтирования выбирается для каждого случая в соответствии с таблицей 12. Инфляция, обменный курс местной валюты и налоги не учитываются ни в расходах, ни в доходах.

5.2 Расчеты сокращения выбросов

Сокращение выбросов с течением времени рассчитывается для каждого сценария путем сравнения следующих показателей:

- Исходный уровень выбросов: для каждого состава ПНГ рассчитывается фактор выбросов с использованием коэффициентов AGA 8 и с учетом молярной доли каждого компонента. Затем рассчитывается общий объем выбросов для базового сценария.
- Выбросы в рамках «проектных сценариев» включают факельное сжигание остатков газа, а также выбросы, связанные выработкой энергии, необходимой для реализации каждого варианта утилизации: В стратегиях минимальной и средней производительности определенная или бóльшая часть газа по-прежнему сжигается в факелах.

Выбросы от источников энергии, замещаемых в результате внедрения технологий утилизации газа, не учитываются. Было принято допущение о том, что технология утилизации ПНГ заменяет другой проект производства того же продукта с аналогичным углеродным следом на единицу продукта[91].

5.3 Затраты на сокращение загрязнения окружающей среды

И наконец, затраты на сокращение загрязнения окружающей среды, выраженные в долларах США на тонну CO_2, рассчитываются как функция ЧПС и сокращения объема выбросов по следующей формуле.

$$\text{Затраты} = \frac{-(\text{ЧПС денежного потока за весь период реализации проекта})}{\text{Общее сокращение объема выбросов за весь период реализации проекта}}$$

6. Результаты

В настоящем разделе представлены результаты модельного анализа затрат на сокращение загрязнения окружающей среды. Для построения базового сценария был выбран профиль «С-жирный» со стратегией выбора средней производительности. Влияние различных изменений, включая изменения профиля добычи газа, стратегии проектирования, географического положения,

[90] «Самая высокая» чистая приведенная стоимость получается в случае наименьших капитальных и эксплуатационных затрат и наибольшей стоимости продуктов. Соответственно, «самая низкая» ЧПС получается в случае самых высоких капитальных и эксплуатационных затрат и наименьшей прогнозируемой стоимости продуктов.
[91] Прогноз зависит не только от конкретного продукта, но, что более важно, от географического положения и момента проведения оценки. Такие отклонения в настоящем исследовании не учитываются.

сроков реализации проекта, платы за выбросы углерода и других переменных, учитывается как параметр чувствительности модели.

6.1 Базовый сценарий

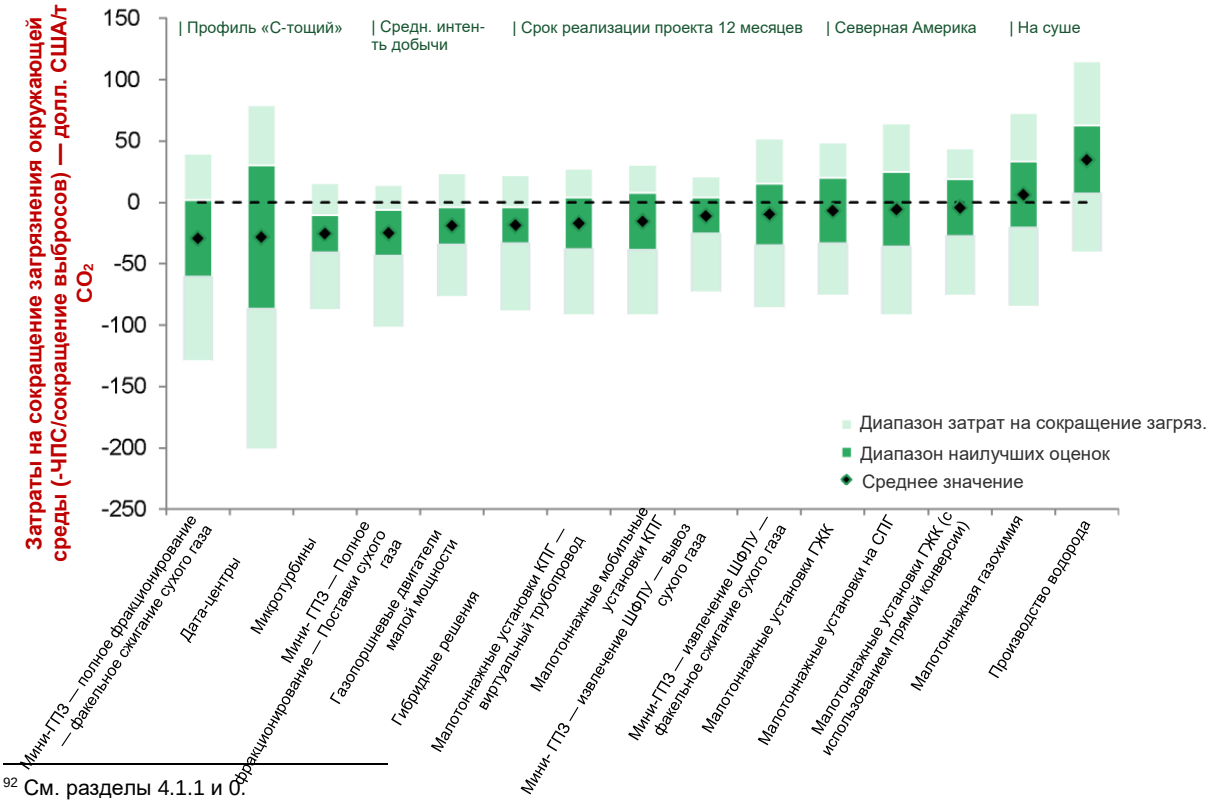
В таблице 15 представлены характеристики выбранного «базового» сценария. Этот сценарий представляет собой «типичный» профиль добычи (рост в течение нескольких первых лет и последующий спад) и предполагает, что месторождение расположено на суше в Северной Америке, масштабы проекта выбраны, исходя из средних объемов добычи ПНГ, а срок реализации проекта утилизации составляет 1 год.

Таблица 15. Построение базового сценария

Профиль добычи:	С-жирный
Срок жизни проекта:	120 месяцев (10 лет)
Распределение капитальных вложений:	Капитальные расходы приходятся на первые 12 месяцев (строительство продолжается один год)
Местонахождение проекта:	Северная Америка
На суше/на шельфе:	На суше
Стратегия:	Масштабы проекта выбираются, исходя из средних объемов добычи ПНГ
Плата за выбросы углерода:	Штрафы за факельное сжигание газа (углеродный налог) – 0 долларов США

В базовом сценарии был выбран профиль С[92], поскольку это один из типичных профилей добычи попутного газа: значительный прирост в течение нескольких первых лет с последующим постепенным сокращением добычи ПНГ. Объем добычи газа также представляет собой типичную ситуацию для проектов малотоннажной утилизации: средняя интенсивность добычи составляет 6,4 млн ст. куб. футов в сутки, максимальная – 13,0 млн ст. куб. футов в сутки, минимальная – 3,3 млн ст. куб. футов в сутки. Вариант средней интенсивности добычи выбран для анализа в качестве основного.

На рисунке 7 показаны результаты анализа затрат на сокращение загрязнения окружающей среды с учетом допущений, принятых в базовом сценарии.



[92] См. разделы 4.1.1 и 0.

Рисунок 7. Анализ затрат на сокращение загрязнения окружающей среды в рамках базового сценария (профиль «С-жирный», стратегия выбора средней производительности оборудования, сухопутное месторождение в Северной Америке, плата за выбросы углерода не взимается).

Как видно, для большинства рассмотренных технологий средний диапазон наилучших оценок затрат на сокращение загрязнения окружающей среды указывает на возможность реализации проектов с положительной ЧПС (отрицательной стоимостью сокращения загрязнения). Кроме того, у всех рассмотренных технологий (за исключением производства водорода[93]) «высокая» оценка затрат на сокращение загрязнение составляет менее 50 долларов США на тонну CO_2 (диапазон наилучших оценок — темно-зеленая полоска). Более широкий диапазон затрат на сокращение загрязнения (светло-зеленая полоска), предполагающий самые широкие высокие/низкие диапазоны затрат и цен, свидетельствует о том, что для всех технологий существуют ситуации, когда достижима отрицательная чистая стоимость сокращения загрязнения (т.е. положительные значения ЧПС). К числу таких случаев относятся:

- ситуации, в которых возможна минимизация капитальных расходов (например, за счет определения поставщика, который может предложить унифицированное решение, снижающее затраты на проектирование),
- случаи, когда достижим верхний предел диапазона стоимости продукта (например, высокий местный спрос),
- случаи, когда возможно сокращение других затрат (например, сокращение эксплуатационных расходов за счет перевозки продуктов на более короткие расстояния, использование существующей инфраструктуры и т.д.).

При том, что стоимость мер по сокращению загрязнения окружающей среды – главный показатель привлекательности инвестиций в тот или иной вариант утилизации ПНГ, важную роль в принятии решений играют и другие финансовые факторы – например, общий объем необходимого капитала. На рисунке 8 показаны средние расчетные капитальные расходы (среднее низких и высоких оценок) для каждой из рассмотренных технологий утилизации ПНГ в сравнении со средними расчетными затратами на сокращение загрязнения.

Как можно заметить, средняя наилучшая оценка общего объема капитальных затрат для большинства вариантов базового сценария («С-жирный», средняя интенсивность добычи – 6,7 млн ст. куб. футов в сутки) составляет от ~20 до ~80 млн долларов США. При этом некоторые технологии требуют капитальных затрат свыше 100 млн долларов США. Следует отметить, что дата-центры очень капиталоемки, но при определенных обстоятельствах могут оказаться привлекательным вариантом (см. рисунок 7, где диапазон наилучших оценок для дата-центров отражает самые

[93] Примечание. Масштабы коммерциализации производства водорода из попутного газа пока не очень значительны, и поэтому в настоящее время расчетные капитальные и эксплуатационные расходы довольно велики. Можно предположить, что дальнейший прогресс и реализация новых проектов приведут к снижению капиталоемкости этой технологии.

широкие диапазоны затрат на сокращение загрязнения – в основном, из-за предполагаемой высокой волатильности стоимости криптовалют).

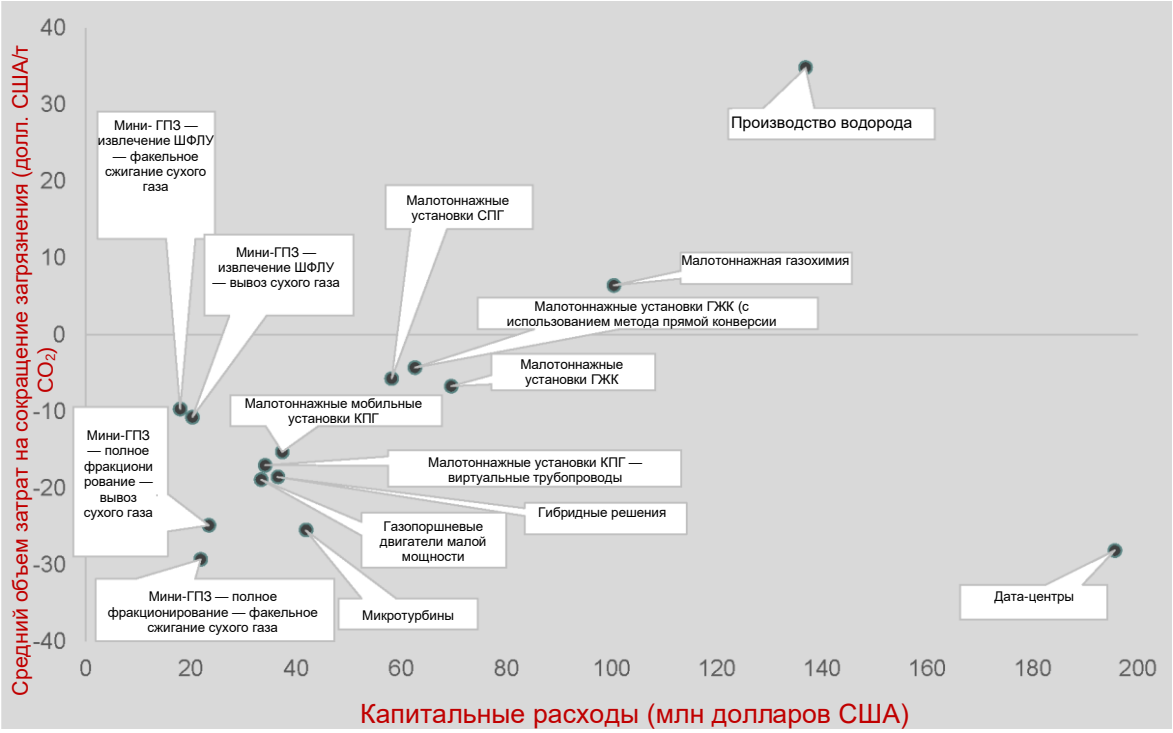


Рисунок 8. Расчетные капитальные расходы (среднее низкой и высокой оценок) для каждой технологии утилизации ПНГ в рамках базового сценария.

Влияние состава газа

Для оценки того, как более тощий газ влияет на финансовую привлекательность различных вариантов утилизации, была проведена оценка профиля «С-тощий»; при этом остальные допущения были аналогичны допущениям, принятым в базовом сценарии. Результаты представлены на рисунке 9.

Как и ожидалось, результаты демонстрируют значительно более низкую финансовую привлекательность почти всех вариантов утилизации по сравнению с базовым вариантом («С-жирный»), хотя общий риск реализации таких проектов ниже (темно-зеленая полоска уже),поскольку при более тощем составе газа риски, связанные с колебаниями цен на ШФЛУ, менее значительны.

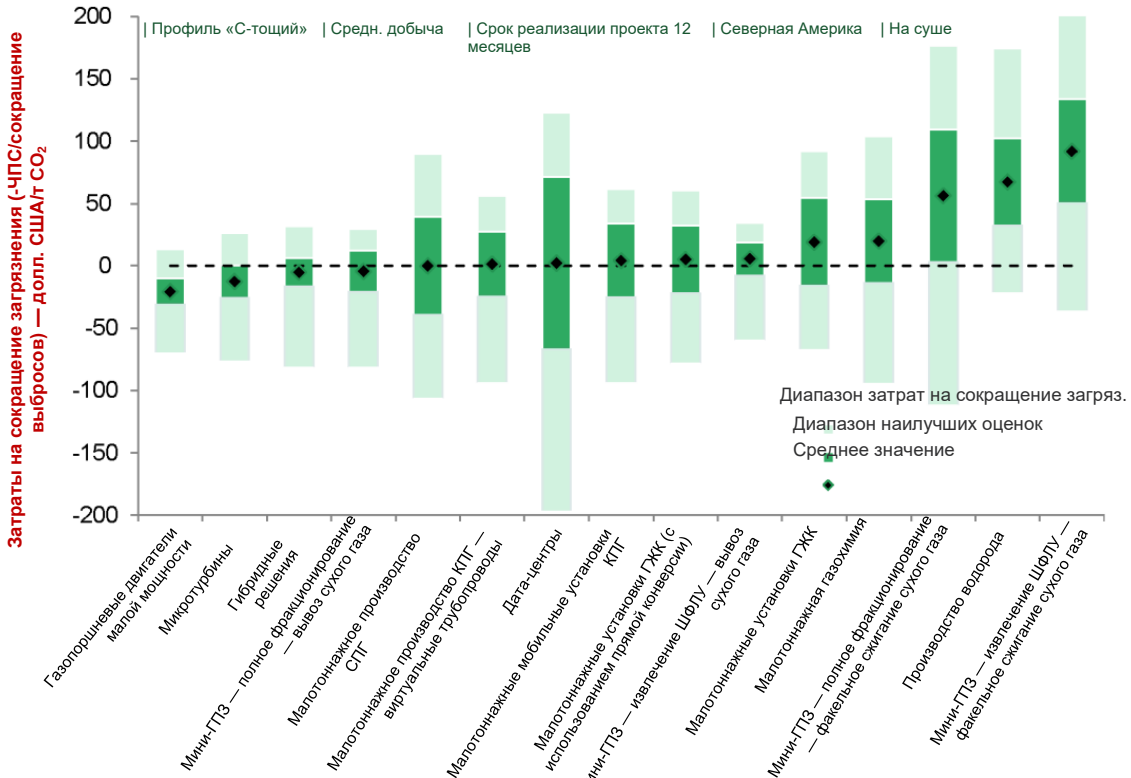


Рисунок 9. Расчетные затраты на сокращение загрязнения окружающей среды (среднее значение низкой и высокой оценок) для каждой технологии утилизации ПНГ в рамках базового сценария с заменой состава газа на «тощий».

Как и ожидалось, наибольшее снижение ЧПС демонстрируют проекты использования мини-ГПЗ с извлечением ШФЛУ, поскольку эти проекты в значительной степени зависят от доходов, получаемых при продаже C_3+.

Влияние объема попутного газа и колебаний профиля добычи

Помимо состава ПНГ, большое влияние на привлекательность всех вариантов его утилизации оказывают объем добычи газа и характер его изменения с течением времени. Это можно заметить, если сравнить результаты анализа для пяти профилей добычи, как показано на рисунке 10 (см. раздел 4.1.1). В таблице 16 представлены результаты для профилей «A-жирный», «B-жирный», «C-жирный» (базовый вариант), «D-жирный» и «E-жирный». При этом другие допущения остаются без изменений.

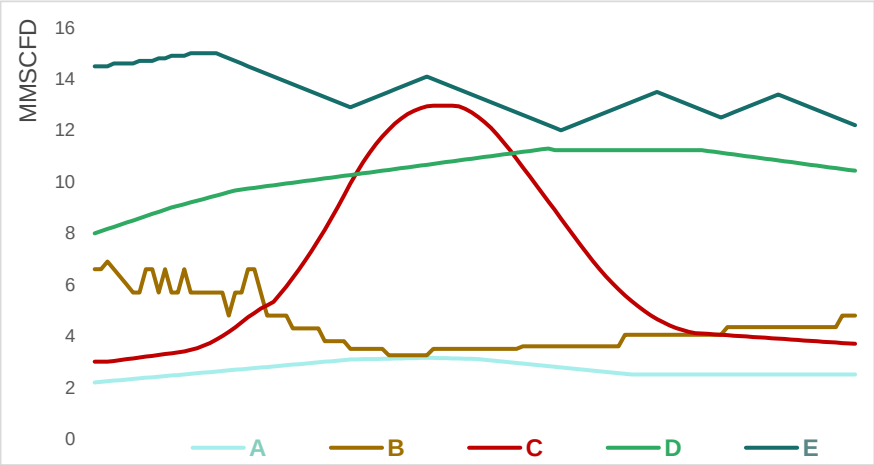


Рисунок 10. Сравнение пяти рассмотренных профилей добычи

Профили добычи с более высокими объемами неизменно приводят к более низким затратам на сокращение загрязнения и более высоким значениям ЧПС по сравнению с профилями с более низкими объемами. У некоторых технологий утилизации этот контраст более очевиден – например, в случае малотоннажных установок СПГ и малотоннажных установок ГЖК/ГХ, большинство профилей с большим объемом демонстрируют положительные средние значения ЧПС (т.е. отрицательные «средние наилучшие оценки затрат на сокращение загрязнения»).

Таблица 16. Сравнение затрат на сокращение загрязнения окружающей среды для пяти различных профилей добычи в долларах США (другие допущения остались такими же, как и в базовом сценарии)

	A-жирный	B-жирный	C-жирный	D-жирный	E-жирный
Мини-ГПЗ: полное фракционирование, вывоз сухого газа	-21	-24	-25	-26	-27
Мини-ГПЗ: полное фракционирование, факельное сжигание	-23	-28	-29	-33	-33
Мини-ГПЗ: извлечение ШФЛУ, факельное сжигание сухого	-4	-9	-10	-14	-14
Мини-ГПЗ: извлечение ШФЛУ, вывоз сухого газа	-8	-10	-11	-12	-12

Малотоннажное производство КПГ: виртуальные трубопроводы	-14	-17	-17	-21	-23
Малотоннажные мобильные установки КПГ	-12	-16	-15	-19	-22
Малотоннажные установки ГЖК	2	-7	-7	-11	-14
Малотоннажные установки ГЖК (с использованием методов прямой конверсии)	3	-5	-4	-8	-11
Газопоршневые двигатели малой мощности	-17	-19	-19	-21	-22
Дата-центры	-17	-26	-28	-32	-37
Микротурбины	-23	-25	-25	-26	-28
Гибридные решения	-17	-19	-19	-21	-22
Малотоннажное производство СПГ	0	-7	-6	-11	-15
Производство водорода	47	34	35	19	9
Малотоннажная газохимия	18	6	6	1	-4

Разница между результатами двух профилей добычи более заметна при сравнении кривых затрат на сокращение загрязнения у профилей «С-жирный» и «Е-жирный», когда для обоих профилей задана стратегия выбора максимальной производительности оборудования, как показано на рисунке 11.

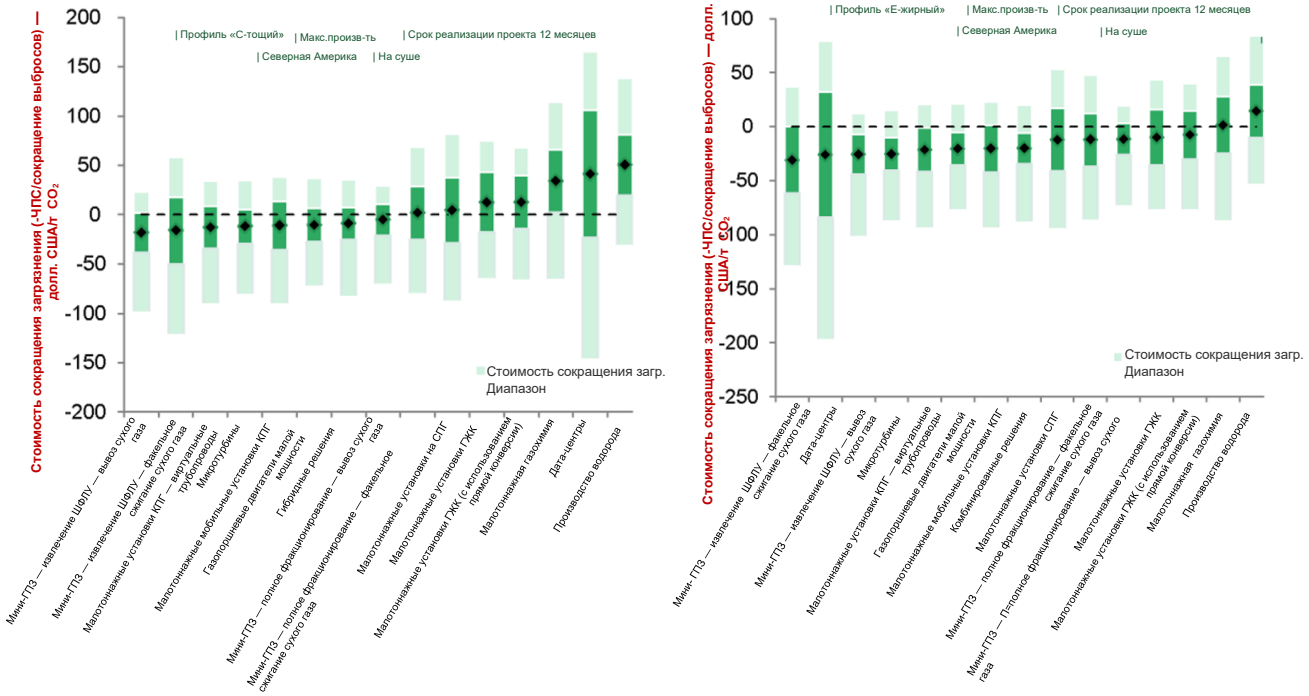


Рисунок 11. Расчетные затраты на сокращение загрязнения окружающей среды (среднее низкой и высокой оценок) для технологий утилизации ПНГ в следующих случаях: «С-жирный-макс» (слева) и «Е-жирный-макс» (справа)

Есть две основные причины, объясняющие более низкие затраты на сокращение загрязнения в сценарии «Е-жирный-макс» по сравнению со сценарием «С-жирный-макс»: a) меньшие объемы газа в профиле С, что уменьшает эффект масштаба, b) меньшие колебания объемов добычи в профиле Е в течение всего срока жизни проекта.

Влияние изменения проектной мощности оборудования: сравнение стратегий выбора минимальной и максимальной производительности

В базовом сценарии анализ затрат на сокращение загрязнения проводится с учетом «стратегии среднего диапазона». Однако разработчик может выбрать и другую стратегию, т.е. либо спроектировать технологию утилизации таким образом, что минимальный объем сырьевого газа

будет гарантирован в течение всего срока жизни проекта («стратегия выбора минимальной производительности оборудования»), либо выбрать «стратегию максимальной производительности оборудования», предусматривающую утилизацию всего объема факельного газа, что позволяет обеспечить максимальное сокращение выбросов (см. раздел 4.1.4).

В таблице 17 представлены расчетные затраты на сокращение загрязнения и капитальные расходы для профиля «С-жирный» при трех различных стратегиях проектирования. Стратегия средней производительности улучшает затраты на сокращение загрязнения для большинства вариантов утилизации, особенно тех, которые обеспечивают более значительные доходы при более масштабном внедрении[94].

Для профиля С стратегия максимальной производительности неизменно приводит к более высоким затратам на сокращение загрязнения (т.е. к более низким значениям ЧПС). Это связано с тем, что проектирование пикового расхода газа значительно увеличивает капитальные затраты, что не сопровождается пропорциональным приростом дополнительных доходов и сокращения выбросов от сжигания газа в факелах[95].

Таблица 17. Сравнение стоимости снижения выбросов и средних капитальных расходов по трем стратегиям для случая «С-жирный»

	Стоимость снижения выбросов			**Кап. расходы**		
Вариант утилизации ПНГ	Минимальная добыча	**Средн. добыча**	Макс. добыча	Минимальная добыча	**Средн. добыча**	Макс. добыча
Мини-ГПЗ: полное фракционирование, вывоз сухого газа	-24	-25	-18	15	23	47
Мини-ГПЗ: полное фракционирование, факельное сжигание сухого газа	-29	-29	-16	14	22	44
Мини-ГПЗ: извлечение ШФЛУ, факельное сжигание сухого газа	-10	-10	2	11	18	35
Мини-ГПЗ: извлечение ШФЛУ, вывоз сухого газа	-11	-11	-5	12	20	40
Малотоннажное производство КПГ: виртуальные трубопроводы	-16	-17	-13	23	34	55
Малотоннажные мобильные установки КПГ	-14	-15	-11	25	37	60
Малотоннажные установки ГЖК	0	-7	13	52	70	137
Малотоннажные установки ГЖК (с использованием методов прямой конверсии)	2	-4	13	46	63	123
Газопоршневые двигатели малой мощности	-18	-19	-11	21	33	65
Дата-центры	-18	-28	41	134	196	430
Микротурбины	-24	-25	-12	28	42	90
Гибридные решения	-18	-19	-9	23	37	72
Малотоннажное производство СПГ	-2	-6	4	41	58	100
Производство водорода	46	35	51	99	137	215
Малотоннажная газохимия	16	6	34	75	100	197

Эффект кластеризации

[94] Удельные капиталовложения в некоторые технологии утилизации снижаются при расширении масштабов проекта (например, в случае производства КПГ, водорода и ШФЛУ). В других случаях (например, в случае производства электроэнергии и применения технологий ГЖК), рост удельных капиталовложений при сокращении масштабов проекта не столь значителен.
[95] Для базового сценария непропорциональный прирост доходов в основном связан с резким сокращением объемов сырьевого газа, в результате чего установленные мощности будут недозагружены в последующие годы. Следует отметить, что различные профили добычи могут демонстрировать различное поведение при выборе стратегии «максимальной производительности».

Экономическую эффективность можно значительно увеличить в случае утилизации объединенных потоков ПНГ с нескольких факельных площадок одной компании или в случае создания партнерств с участием нескольких операторов месторождений. Такой подход нередко называют «кластеризацией».

Объединение потоков попутного газа с нескольких факельных площадок в единый проект утилизации дает целый ряд преимуществ, связанных с техническими и финансовыми вопросами, а также рисками:

- сокращение удельных капиталовложений за счет увеличения размеров проекта, что создает эффект масштаба,
- уменьшение колебаний объемов газа за счет объединения ПНГ из нескольких независимых источников,
- смягчение инвестиционных рисков и получение более благоприятных условий кредитования благодаря созданию партнерств.

Влияние географического положения

В базовом варианте оценки в качестве места расположения проекта предполагается Северная Америка. Северная Америка считается «наименее затратным» регионом, а базовые оценки капитальных расходов относятся к месторождениям США на побережье Мексиканского залива. Предполагается, что реализация проектов в других регионах планеты требует более высоких затрат вследствие расходов на транспортировку оборудования и более высокой стоимости монтажа.

Кроме того, считается, что у проектов за пределами США выше региональные (страновые) риски, в связи с чем для других географических регионов были использованы более высокие ставки дисконтирования (см. таблицу 12, раздел 4.2.1).

Влияние географического положения показано на рисунке 12, где справа представлены диапазоны затрат на сокращение загрязнения для предполагаемых регионов Африки с повышенным уровнем риска, а слева — для Северной Америки. Влияние предполагаемого повышения затрат на монтаж и ставки дисконтирования весьма значительно. Для регионов Африки с повышенным уровнем риска большинство вариантов утилизации имеют положительные значения наилучшей оценки затрат на сокращение загрязнения (т.е. для того же профиля ПНГ «С-жирный» и при типичных условиях привлекательных вариантов меньше, чем в Северной Америке).

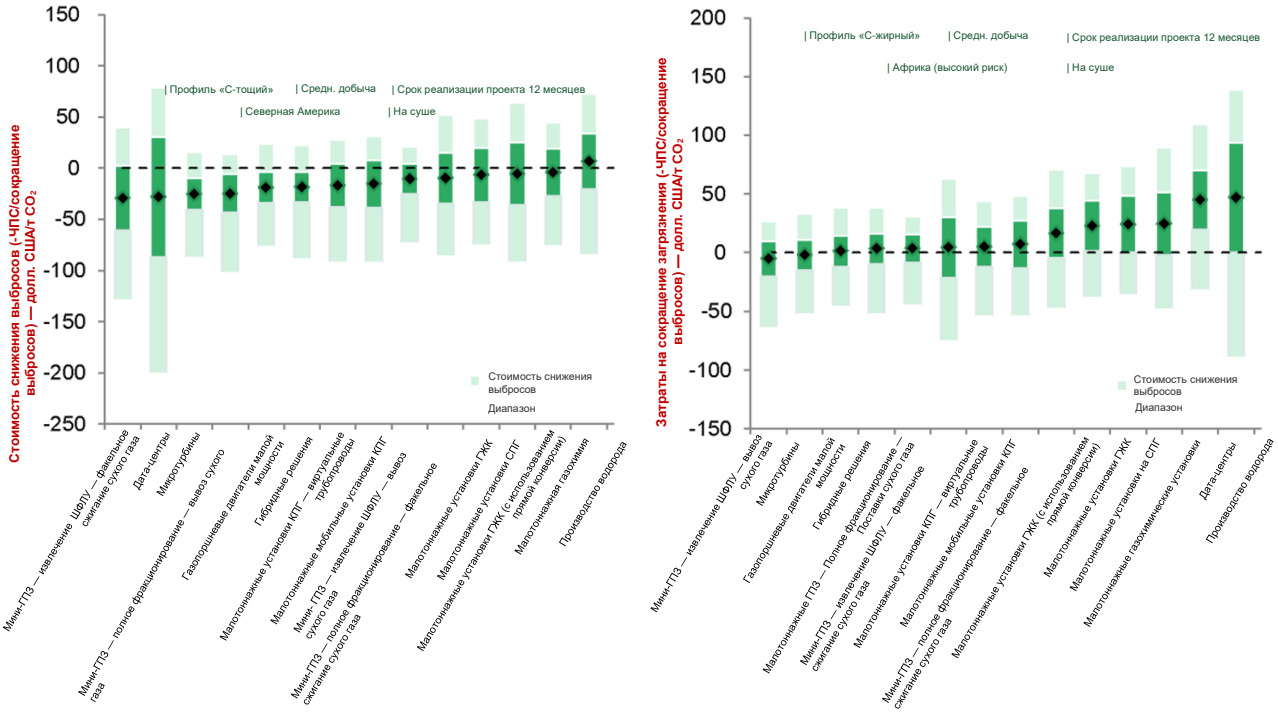


Рисунок 12. Результаты оценки затрат на сокращение загрязнения для Северной Америки (слева) и регионов Африки с повышенным уровнем риска (справа)

Влияние штрафов за сжигание газа (углеродного налога)

В таблице 18 анализируется влияние мер нормативного регулирования (например, штрафов за факельное сжигание газа или углеродного налога) или стимулов (углеродных кредитов) для сценария добычи по профилю C в Северной Америке (базовый сценарий) и в регионах Африки с повышенным уровнем риска.

Для обоих случаев рассматриваются штрафы за факельное сжигание или углеродные кредиты в размере 10 долларов США/т CO_2 и 20 долларов США/т CO_2.

Таблица 18. Влияние штрафов за факельное сжигание ПНГ и углеродных кредитов на среднюю наилучшую оценку затрат на сокращение загрязнения для базового варианта (Северная Америка) и регионов Африки с повышенным уровнем риска

	Северная Америка (базовый вариант)			Африка (регионы с повышенным уровнем риска)		
Вариант утилизации ПНГ	**0** $/т CO_2	**10** $/т CO_2	**20** $/т CO_2	**0** $/т CO_2	**10** $/т CO_2	**20** $/т CO_2
Мини-ГПЗ: полное фракционирование, вывоз сухого газа	-25	-32	-39	-5	-10	-15
Мини-ГПЗ: полное фракционирование, факельное сжигание сухого газа	-29	-36	-43	4	0	-5
Мини-ГПЗ: извлечение ШФЛУ, факельное сжигание сухого газа	-10	-17	-23	17	12	7
Мини-ГПЗ: извлечение ШФЛУ, вывоз сухого газа	-11	-18	-24	4	-1	-6
Малотоннажное производство КПГ: виртуальные трубопроводы	-17	-24	-31	5	0	-5
Малотоннажные мобильные установки КПГ	-15	-22	-29	7	2	-3
Малотоннажные установки ГЖК	-7	-14	-20	24	19	15
Малотоннажные установки ГЖК (с использованием методов прямой конверсии)	-4	-11	-18	23	18	13
Газопоршневые двигатели малой мощности	-19	-26	-33	1	-3	-8
Дата-центры	-28	-35	-42	47	42	37
Микротурбины	-25	-32	-39	-2	-7	-12
Гибридные решения	-19	-25	-32	3	-1	-6
Малотоннажное производство СПГ	-6	-13	-19	25	20	15
Производство водорода	35	28	21	77	73	68
Малотоннажная газохимия	6	0	-7	45	40	35

Как видно из таблицы, для Северной Америки в рамках базового сценария практически все технологии утилизации остаются экономически привлекательными даже при штрафе за факельное сжигание газа или углеродном налоге в размере 10 долларов США.

В регионах Африки с повышенным уровнем риска большинство вариантов утилизации ПНГ по-прежнему демонстрируют положительные средние значения затрат на сокращение загрязнения в рамках сценария, предполагающего штраф за факельное сжигание газа или углеродный кредит в размере 10 долларов, хотя при этом можно найти несколько экономически целесообразных вариантов. Однако при введении стимула или штрафа[96] в размере 20 долларов США/т CO_2 наилучший расчетный диапазон затрат на сокращение загрязнения достигает нуля в большинстве вариантов утилизации ПНГ.

Следует отметить, что потенциальное влияние штрафов за факельное сжигание газа и (или) углеродных кредитов как стимулов к утилизации ПНГ, который в противном случае сжигался бы в факелах, будет более заметным в случае стратегии выбора «максимальной производительности». Это связано с тем, что максимальная утилизация ПНГ приведет к более значительному снижению штрафов за факельное сжигание газа (углеродного налога).

Влияние цен на продукты

В ходе анализа был рассмотрен широкий диапазон цен на продукты путем оценки результатов с использованием «самой высокой», «высокой», «низкой» и «самой низкой» цены на каждую единицу произведенного продукта (см. таблицу 14, раздел 4.2.2). Тем не менее, во многих случаях цены нестабильны и, как правило, в значительной степени зависят от местонахождения промысла. Например, в некоторых местах цена трубопроводного газа может быть близка к нулю (слишком далеко от потребителей), в то время как цены на жидкие продукты могут колебаться в очень широких

[96] Таким же образом можно оценить и влияние углеродного налога.

пределах в связи с изменением конъюнктуры рынка, а также в зависимости от местонахождения промысла.

Следовательно, для того, чтобы оценить предполагаемые затраты на сокращение загрязнения и ЧПС конкретного проекта в конкретном месте, следует использовать фактические цены на продукты, чтобы снизить неопределенность и более точно определить наиболее привлекательные варианты.

Оценка влияния изменения цены продукта представлена в таблице 19, где показаны результаты 50%-ного увеличения стоимости продуктов «низкой» и «высокой» ценовых категорий (за исключением биткоина, поскольку это единственный продукт, стоимость которого не зависит от местонахождения). Как видно из таблицы, все варианты (кроме одного) демонстрируют отрицательные затраты на сокращение загрязнения (т.е. положительное значение ЧПС).

Таблица 19. Влияние 50%-ного увеличения стоимости продуктов (за исключением биткоинов) по сравнению с базовым сценарием (затраты на сокращение загрязнения, составляющие менее -20 долларов США/т CO_2, показаны зеленым цветом)

Вариант утилизации ПНГ	Среднее значение наилучших оценок затрат на сокращение загрязнения	
	Базовый вариант	Увеличение стоимости продуктов на 50% (*за исключением биткоина*)
Мини-ГПЗ: полное фракционирование, вывоз сухого газа	-25	-53
Мини-ГПЗ: полное фракционирование, факельное сжигание сухого газа	-29	-76
Мини-ГПЗ: извлечение ШФЛУ, факельное сжигание сухого газа	-10	-44
Мини-ГПЗ: извлечение ШФЛУ, вывоз сухого газа	-11	-31
Малотоннажное производство КПГ: виртуальные трубопроводы	-17	-46
Малотоннажные мобильные установки КПГ	-15	-44
Малотоннажные установки ГЖК	-7	-41
Малотоннажные установки ГЖК (с использованием методов прямой конверсии)	-4	-34
Газопоршневые двигатели малой мощности	-19	-46
Дата-центры	-28	-42
Микротурбины	-25	-55
Гибридные решения	-19	-47
Малотоннажное производство СПГ	-6	-43
Производство водорода	35	0
Малотоннажная газохимия	6	-32

Влияние других параметров

Сокращение или увеличение сроков строительства

Сравнение случаев со сроками строительства от 6 месяцев до 1,5 лет показывает, что более короткий срок реализации повышает ЧПС и снижает затраты на сокращение загрязнения. Это наиболее очевидно для профилей добычи, которые быстро выходят на плато.

Внедрение на шельфовых месторождениях

При том, что не все малотоннажные технологии имеют подтвержденный опыт применения на шельфовых месторождениях, те из них, у которых есть такой опыт, при внедрении на морских платформах демонстрируют более высокие капитальные и эксплуатационные расходы – в основном из-за более высоких затрат на монтаж, которые, согласно принятым допущениям, на 25% выше.

Анализ вариантов утилизации на шельфе, проведенный в рамках базового сценария, показал, что затраты на сокращение загрязнения на 40%-100% выше по сравнению с аналогичными вариантами утилизации на суше.

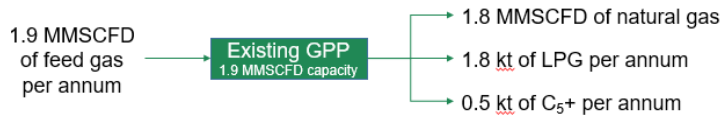
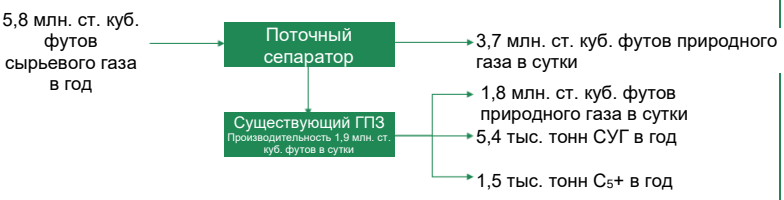
7. Примеры из практики

7.1 Пример 1. Завод по переработке ПНГ с поточной газоразделительной установкой

Завод по переработке ПНГ с поточной газоразделительной установкой (поставщик – ООО «АЭРОГАЗ», месторождение «С. Балгимбаев», Казахстан)		
Страна / Регион	Казахстан, Атырауская область, месторождение «С. Балгимбаев»	**Подробное описание проекта** **1. Ситуация до начала реализации проекта** ПНГ, добываемый на месторождении «С. Балгимбаев» в Казахстане, направлялся на завод, который мог перерабатывать до 1,9 млн ст. куб. футов в сутки. Однако по мере разработки месторождения и увеличения объемов добычи мощности завода оказалось недостаточно для утилизации дополнительных объемов ПНГ. В то же время оператор не рассматривал возможности факельного сжигания газа с учетом строгих нормативов, действующих на территории страны. В частности, в соответствии со статьей 146 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» сжигание сырого газа в факелах запрещено. Это допускается только в случаях угрозы возникновения аварийных ситуаций, угрозы жизни персонала или здоровью населения и окружающей среде, при испытаниях скважинных установок, при пробной эксплуатации месторождения, а также в случае, если сжигание газа технически неизбежно[97]. С учетом этого для увеличения объема добычи на месторождении было необходимо увеличить объемы утилизации ПНГ с 1,9 до 5,8 млн ст. куб. футов в сутки. Сначала оператор рассматривал возможность строительства дополнительных линий на газоперерабатывающем комплексе, однако поставщик оборудования ООО «Аэрогаз» предложил более рентабельное решение. Состав природного газа на месторождении «С. Балгимбаев» представлен в следующей таблице. Состав природного газа на месторождении «С. Балгимбаев»
Оператор месторождения / поставщик оборудования	**Поставщик оборудования:** ООО «АЭРОГАЗ» **Оператор:** АО «Эмбамунайгаз»	
Годы реализации проекта	2020–2021	
Капитальные и эксплуатационные расходы, понесенные оператором	**Кап. расходы:** 1,1 млн долл. США[101] **Эксп. расходы:** дополнительные эксплуатационные расходы минимальны и в основном связаны с увеличением потребления электроэнергии, а также с расходами на транспортировку продуктов автотранспортом.	
Достигнутое сокращение выбросов	Реализация проекта позволила сократить выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на 1037 тыс. тонн CO_2-эквивалента в год по сравнению с вариантом сажевого сжигания дополнительных 3,9 млн ст. куб. футов ПНГ в сутки или на 96 тыс. тонн CO_2-эквивалента в год в случае безсажевого сжигания	
Продукция	Метан, пропан-бутан, C_5+	
Дополнительная информация	Реализация проекта позволила увеличить объем переработки ПНГ	

Элемент	Содержание, моль %
H_2S	0,0%
CO_2	0,0%
N_2	0,7%
CH_4	82,6%
C_2H_6	7,4%
C_3H_8	3,8%
i-C_4H_{10}	0,6%
n-C_4H_{10}	1,2%
i-C_5H_{12}	0,3%
n-C_5H_{12}	0,3%
C_5+nH_{12}+2(n+1)	0,2%

[97] Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями на 01.07.2021), ст. 146, п. 1.
[101] 460 млн казахстанских тенге.

	с 1,9 до 5,8 млн ст. куб. футов в сутки без строительства дополнительных газоперерабатывающих линий на газоперерабатывающем комплексе, что, в свою очередь, значительно сократило капитальные затраты	**Итого** | **100,0%** Источник: VYGON Consulting на основе данных ООО «АЭРОГАЗ» Ниже представлена упрощенная блок-схема процесса утилизации ПНГ до начала реализации проекта. Упрощенная блок-схема процесса утилизации ПНГ до начала реализации проекта на месторождении «С. Балгимбаев»  Источник: VYGON Consulting на основе данных ООО «АЭРОГАЗ» **2. Реализованный проект** Вместо расширения мощностей для утилизации ПНГ за счет строительства новых очередей перерабатывающего завода было решено смонтировать поточный газоразделительный блок производительностью до 5,8 млн ст. куб. футов в сутки. Это позволило перераспределить потоки продуктов и тем самым оптимизировать работу установленного оборудования: жидкости отделяются от потока сырого газа непосредственно в поточном сепараторе, после чего они направляются на существующие перерабатывающие мощности. Благодаря относительно низкому содержанию влажных компонентов в ПНГ (объемная доля метана составляет 82,6%), их оказалось достаточно для переработки имеющихся объемов. Таким образом, производительность проекта утилизации ПНГ фактически увеличилась с 1,9 млн ст. куб. футов в сутки до целевого уровня, равного 5,8 млн ст. куб. футов в сутки, без строительства дополнительных линий. Ниже представлена упрощенная блок-схема процесса утилизации ПНГ после завершения реализации проекта. Упрощенная блок-схема процесса утилизации ПНГ после завершения реализации проекта на месторождении «С. Балгимбаев»  Источник: VYGON Consulting на основе данных ООО «АЭРОГАЗ» **3. Стоимость проекта** Экономическая эффективность проекта оценивалась «по дельте инвестиций», т.е. затраты на дополнительное оборудование, которое было установлено в ходе реализации проекта, сравнивались с полученными выгодами. Капитальные затраты на установленный поточный сепаратор составили около 1,1 млн долл. США. По оценкам ООО «АЭРОГАЗ», разработчика и поставщика оборудования, альтернативный вариант (строительство дополнительных линий на заводе по переработке ПНГ) обошелся бы на 30-50% дороже. Дополнительные эксплуатационные расходы, связанные с внедрением поточного сепаратора, минимальны и в основном связаны с увеличением потребления электроэнергии: около 10 кВт на блок воздушного охлаждения и 5 кВт на трубные нагреватели, а также на электропитание контрольно-

измерительных приборов. Кроме того, увеличение выпуска продукции приведет к росту транспортных расходов.

Если предположить, что местом реализации проекта было бы месторождение США на побережье Мексиканского залива, то дополнительные расходы на электроэнергию составили бы около 6 тысяч долларов США в год при цене 4,4 цента за кВт•ч[98].

Затраты на вывоз дополнительного объема добытого природного газа, СУГ и C_5+ учитываются в стоимости продуктов (для оценки выручки от продажи природного газа, СУГ и C_5+ используются цены нетбэк).

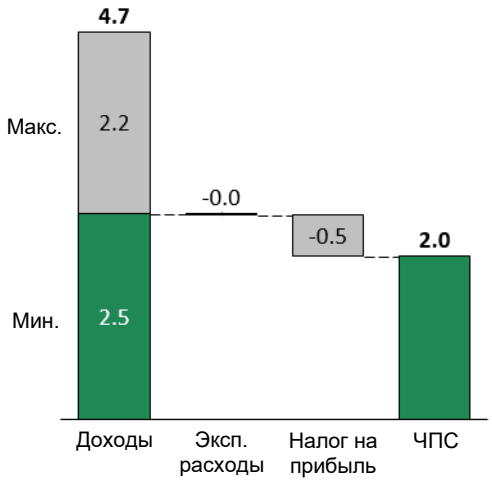
Основные параметры и допущения экономической оценки проекта утилизации ПНГ представлены в следующей таблице.

Расходы	
Капитальные затраты на дополнительное оборудование, млн долл. США	1,1
Эксплуатационные расходы: потребление электроэнергии, млн долл. США в год	0,01
Эксплуатационные расходы: техническое обслуживание, млн долл. США в год	0,01
Себестоимость производства ПНГ, долл. США / ст. куб. фут. в сутки	0,0
Налоги, млн долларов США в год	0,5
Цены на продукты (мин.)	
Природный газ, долл. США / млн ст. куб. фут	1,13
СУГ, долл. США / тонна	185
C_5+, долл. США / тонна	200
Цены на продукты (макс.)	
Природный газ, долл. США / млн ст. куб. фут	2,25
СУГ, долл. США / тонна	305
C_5+, долл. США / тонна	320
Прочие параметры и допущения	
Средневзвешенная стоимость капитала, %	7%
Кол-во лет добычи дополнительных объемов газа (прогноз)	15

Источник: VYGON Consulting на основе данных ООО «АЭРОГАЗ»

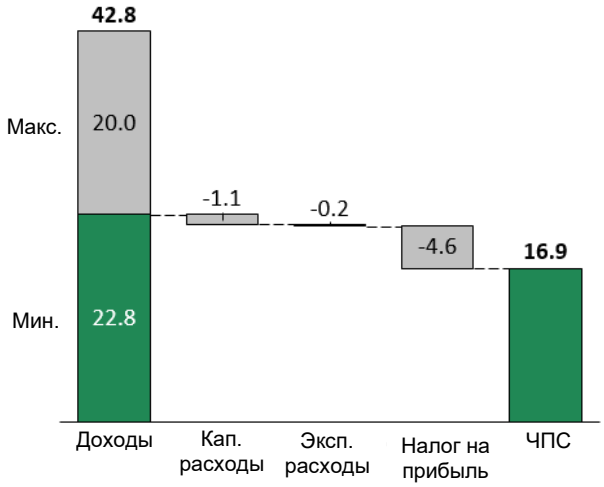
Результаты оценки экономической эффективности проекта на основе этих допущений представлены на следующем рисунке.

Годовые денежные потоки при установке поточного сепаратора на месторождении «С. Балгимбаев», млн долл. в год



[98] US EIA (2021) Table 5.6.A. Average Price of Electricity to Ultimate Customers by End-Use Sector, by State, May 2021 and 2020 (Cents per Kilowatthour). https://www.eia.gov/state/data.php?sid=TX#Prices

ЧПС проекта внедрения поточного сепаратора на месторождении «С. Балгимбаев», млн долл. США



Источник: VYGON Consulting на основе данных ООО «АЭРОГАЗ»

4. Сроки реализации проекта

Проект был реализован менее чем за один год:

- В марте 2020 года был заключен договор на поставку оборудования с ООО «АЭРОГАЗ»
- В октябре 2020 года оборудование было доставлено на месторождение и начались строительно-монтажные работы
- В феврале 2021 года новое оборудование было введено в эксплуатацию.

5. Рынок сбыта продукции

В соответствии с проектом полученный сухой газ должен подаваться в трубопровод для газоснабжения близлежащих городов и сел. Строительство трубопровода велось параллельно с расширением мощностей по использованию ПНГ, однако на момент составления настоящего доклада оно еще не было завершено.

Влажные компоненты (пропан-бутан и C_5+) вывозятся с месторождения грузовыми автомобилями, чему способствует развитая дорожная инфраструктура этого региона.

6. Описание экологических и социальных выгод проекта

Реализация проекта обеспечила утилизацию дополнительных объемов ПНГ, что особенно важно для оператора в связи с вышеупомянутым жестким нормативным регулированием сжигания ПНГ в Республике Казахстан.

По нашей оценке и с учетом состава ПНГ, добываемого на месторождении имени «С. Балгимбаев», реализация проекта позволяет сократить атмосферные выбросы загрязняющих веществ на 1 037 тыс. тонн CO_2-эквивалента в год по сравнению с сажевым сжиганием дополнительных 3,9 млн куб. м ПНГ или на 96 тыс. тонн CO_2-эквивалента в год по сравнению с безсажевым сжиганием.

Выбросы загрязняющих веществ при факельном сжигании и ежегодная утилизация дополнительных 3,9 млн ст. куб. футов ПНГ в сутки на месторождении «С. Балгимбаев»

Загрязняющее вещество	Выбросы с разбивкой по сценариям, т CO2-экв. в год

	Сажевое сжигание[99]	[100]Безсажевое сжигание	Утилизация ПНГ
CO_2	76 957	93 348	0,0
NO_2	598,3	897,4	49,1
NO	97,2	145,8	8,0
Черный углерод	917 796,0	0,0	0,0
CO	16 996	1 360	33
CH_4	23 187,8	397,5	92,5
C_2H_6	629,1	10,8	0,2
C_3H_8	473,7	8,1	0,1
C_4H_{10}	297,5	5,1	0,0
C_5H_{12}	117,7	2,0	0,0
C_6H_{14}	48,5	0,8	0,0
Итого	**1 037 198**	**96 175**	**183**

Источник: VYGON Consulting на основе данных ООО «АЭРОГАЗ»

7. Риски при реализации проекта

Финансовые риски, связанные с реализацией проекта, были минимальными благодаря тому, что капитальные затраты на саму установку парового риформинга с частичным окислением и интегрированные газоперекачивающие агрегаты, а также затраты на ремонт и техническое обслуживание оборудования были известны заранее.

Стоимость ПНГ в проекте была принята равной нулю в связи с тем, что он производился и потреблялся на месте, без транспортировки. В результате не было рисков, связанных с колебаниями цен на сырье.

7.2 Пример 2. Дата-центр на нефтяном месторождении в Северной Дакоте

Дата-центр на нефтяном месторождении в Северной Дакоте		
Страна / Регион	Соединенные Штаты Америки, Северная Дакота	**Подробное описание проекта** **1. Ситуация до начала реализации проекта** Крупная государственная нефтегазовая компания, которая занимается бурением горизонтальных нефтяных и газовых скважин в Северной Дакоте, имела доступ к системе газосборных трубопроводов, мощности которой не хватало для приема всего ПНГ, добываемого на пяти скважинах этого промысла. Объем избыточного газа был менялся и зависел от добычи газа на остальных скважинах, подключенных к этой газосборной системе. В этой ситуации регулятор разрешил бы оператору сжигать избыточные объемы ПНГ в факелах. Альтернативные варианты (например, газожидкостная конверсия или производство КПГ), как и увеличение пропускной способности газосборного трубопровода, оказались нерентабельными для оператора. Кроме того, в местах расположения скважин у оператора не было доступа к энергосистеме, однако он мог использовать небольшую часть избыточного добываемого газа для выработки электроэнергии на собственные нужды. **2. Реализованный проект**
Оператор / поставщик оборудования	**Поставщик оборудования:** компания Crusoe Energy Systems Оператор: крупная государственная нефтегазовая компания	
Годы реализации проекта	–	
Капитальные и эксплуатационные расходы, понесенные оператором	**Капитальные расходы:** оператор не несет капитальных расходов **Эксплуатационные расходы:** оператор не несет	

[99] Сажевое сжигание определяется как факельное сжигание, сопровождающееся выбросами черного углерода (сажи). Они возникают при неполном сгорании углеводородов, обусловленном недостаточной эффективностью факела.
[100] Безсажевое сжигание подразумевает полное сгорание углеводородов на факеле. Оно не приводит к выбросам черного углерода (сажи).

	эксплуатационных расходов	Компания Crusoe Energy Systems, обслуживающая оператора, установила три модуля Digital Flare Mitigation. Это модульные дата-центры, оснащенные собственными генерирующими мощностями, которые потребляли примерно 1 млн ст. куб. футов ПНГ в сутки, который в противном случае сжигался бы в факелах, как минимум, в течение года. Трубопроводная компания была готова освободить оператора от заключенного соглашения о прокачке 1 млн ст. куб. футов в сутки, как минимум, на один год, чтобы компания Crusoe Energy Systems могла использовать систему Digital Flare Mitigation для закупки и потребления ПНГ в отличие от обычной модели, предусматривающей факельное сжигание ПНГ. Компания Crusoe Energy Systems получила в свою собственность ПНГ (жирный, с теплотворной способностью 1 500 БТЕ), поступающий непосредственно из устья скважины после прохождения через трехфазный сепаратор, и использовала его для электропитания своего оборудования. Кроме того, компания Crusoe Energy Systems заплатила оператору за ПНГ в целях уплаты налогов и роялти, что завершило передачу права собственности на ПНГ. В результате оператор получил доход от газа, который в противном случае был бы сожжен в факелах. **3. Стоимость проекта** Бизнес-модель компании Crusoe Energy Systems основана на заключении соглашений с операторами месторождений о передаче прав собственности на добываемый ПНГ. Затем компания приступает к монетизации газа за счет предоставления услуг дата-центров или майнинга криптовалют и при этом берет на себя расходы на поставку и эксплуатацию оборудования. Таким образом, оператор не несет капитальных и эксплуатационных расходов, связанных с созданием модульных дата-центров, что делает предлагаемое решение особенно привлекательным для месторождений, где нет альтернативных вариантов утилизации ПНГ. **4. Сроки реализации проекта** – **5. Рынок сбыта продукции** Есть два возможных направления монетизации дата-центров: ▪ предоставление услуг дата-центров сторонним заказчикам, т.е. использование мощностей дата-центров для решения задач, требующих значительных вычислительных мощностей; ▪ добыча криптовалют. **6. Описание экологических и социальных выгод проекта** Поскольку факельные установки не полностью сжигают метан, решения, предлагаемые компанией Crusoe Energy System, позволяют добиться значительного сокращения выбросов метана, а также выбросов в CO_2-эквиваленте. По оценкам компании, сокращение выбросов ПГ составило 63% в CO_2-эквиваленте. **7. Риски при реализации проекта** У оператора не было существенных рисков, связанных с реализацией проекта утилизации ПНГ. Поскольку капитальные и эксплуатационные расходы несет
Достигнутое сокращение выбросов	Сокращение выбросов ПГ на 63% в CO_2-эквиваленте по сравнению с факельным сжиганием ПНГ	
Продукты	Услуги дата-центров / майнинг криптовалют	
Дополнительная информация	Оператор не несет капитальных и эксплуатационных затрат, связанных с развертыванием модульных дата-центров, что делает предлагаемое решение особенно привлекательным для месторождений, где нет альтернативных вариантов утилизации ПНГ	

		поставщик оборудования, финансовые риски для оператора минимальны. У компании Crusoe Energy Systems риски были связаны с рыночными факторами. В случае монетизации ПНГ за счет предоставления услуг дата-центра компании нужно было найти потребителя этих услуг и взять на себя связанные с этим риски. В случае монетизации путем майнинга криптовалют основным риском является существенная волатильность их стоимости, что напрямую влияет на экономическую эффективность проекта.

Приложение I. Список компаний

Aggreko
«Аэрогаз»
Aspen Engineering Services
Caterpillar
Capstone (представительство-в Токио)
Capstone (представительство в Великобритании)
Clarke Energy
Crusoe Energy Systems
Expansion Energy
GasTechno
«Газпромнефть»
«ГазСёрф»
Greyrock
Houpu Clean Energy
Hygear
Ingevity
INNIO
JGC
ООО «Новые технологии» (Россия)
OPRA Turbines
Pioneer Energy
ЗАО «Безопасные технологии»
Zeeco