

**Экономически Целесообразные
Наилучшие Доступные Технологии
Снижения Выбросов Черного
Углерода от Факельного Сжигания
Попутного Нефтяного Газа:**

Инициатива ЕС по черному углероду в
Арктике – Технический отчет 3



Экономически Целесообразные Наилучшие Доступные Технологии Снижения Выбросов Черного Углерода от Факельного Сжигания Попутного Нефтяного Газа

Инициатива ЕС по черному углероду в
Арктике – Технический отчет 3

Экономически Целесообразные Наилучшие Доступные Технологии Снижения Выбросов Черного Углерода от Факельного Сжигания Попутного Нефтяного Газа: Инициатива ЕС по черному углероду в Арктике – Технический отчет 3

Цитирование

Экономически Целесообразные Наилучшие Доступные Технологии Снижения Выбросов Черного Углерода от Факельного Сжигания Попутного Нефтяного Газа: Инициатива ЕС по черному углероду в Арктике – Технический отчет 3. Октябрь 2019. 47 стр.

Авторы

Stephanie Saunier, Marc-Alexander Bergauer, Irina Isakova (Carbon Limits AS)

Техническое оформление

Burnthebook, United Kingdom (www.burnthebook.co.uk)

Фотография на обложке

Черный дым от сжигания попутного нефтяного газа, Leonid Ikan / Shutterstock

Отчет подготовлен Carbon Limits AS.

Проект финансируется Европейским Союзом.



Настоящий документ подготовлен при финансовой поддержке Европейского Союза. Содержание документа является исключительной прерогативой авторов и ни при каких обстоятельствах не может рассматриваться как отражение позиции Европейского Союза

Название проекта Экономически Целесообразные Наилучшие Доступные Технологии Снижения Выбросов Черного Углерода от Факельного Сжигания Попутного Нефтяного Газа

Руководитель проекта Stephanie Saunier

Участники проекта Stephanie Saunier, Marc-Alexander Bergauer, Irina Isakova

Проект завершен: 31/05/2019

Перевод: Katarina Yaramenka, IVL Swedish Environmental Research Institute

В данном документе представлено техническое руководство по возможным мерам снижения выбросов черного углерода от факельного сжигания попутного газа при добыче нефти. Идентифицированные меры, представленные в документе, сгруппированы в семь категорий Экономически Целесообразных Наилучших Доступных Технологий (ЭЦНДТ) и могут быть особенно актуальны для демонстрационных и технико-экономических проектов в Арктике.

Отчет подготовлен в рамках предоставления результатов по проекту Инициатива ЕС по черному углероду в Арктике, финансируемому Европейским Союзом.

Оглавление

| | |
|--|----|
| Краткое содержание..... | 1 |
| 1. Введение..... | 3 |
| 2. Обзор факторов, влияющих на факельное сжигание попутного нефтяного газа, и их релевантности для выбора мер по снижению выбросов в Арктике..... | 4 |
| 2.1 Применение факельного сжигания и его частота..... | 4 |
| 2.2 Состав сжигаемого газа..... | 6 |
| 2.3 Объемы сжигаемого газа..... | 8 |
| 2.4 Остаточный ресурс месторождения и вариативность объемов добычи..... | 9 |
| 2.5 Выбор масштаба технологий..... | 10 |
| 2.6 Степень утилизации газа..... | 10 |
| 2.7 Формирование черного углерода..... | 10 |
| 2.8 Местоположение скважины и концентрации..... | 11 |
| 2.9 Разнообразие географических условий в Арктике..... | 11 |
| 3. Экономически Целесообразные Наилучшие Доступные Технологии (ЭЦНДТ) снижения выбросов черного углерода от факельного сжигания попутного нефтяного газа..... | 12 |
| 3.1 Обзор технологий..... | 12 |
| 3.2 ЭЦНДТ 1: Максимально возможное локальное использование – Генерация тепла и электроэнергии..... | 13 |
| 3.3 ЭЦНДТ 2: Максимально возможное локальное использование – Обратная закачка..... | 17 |
| 3.4 ЭЦНДТ 3: Продажа товарной продукции – Природный газ..... | 20 |
| 3.5 ЭЦНДТ 4: Продажа товарной продукции – Жидкие углеводородные продукты..... | 27 |
| 3.6 ЭЦНДТ 5: Продажа товарной продукции – Электроэнергия..... | 31 |
| 3.7 ЭЦНДТ 6: Снижение доли тяжелых компонентов – отделение газоконденсатных жидкостей..... | 34 |
| 3.8 ЭЦНДТ 7: Оптимизация условий сжигания – Усовершенствованные технологии..... | 39 |
| 4. Сводная таблица ЭЦНДТ снижения выбросов черного углерода от факельного сжигания газа..... | 43 |
| Приложение: Обзор существующих технических руководств и соответствующих национальных законодательств..... | 44 |
| Аббревиатуры..... | 47 |

Краткое содержание

В данном документе представлено техническое руководство по возможным мерам снижения выбросов черного углерода (ЧУ) от факельного сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) при добыче нефти. Идентифицированные меры, представленные в документе, сгруппированы в семь категорий Экономически Целесообразных Наилучших Доступных Технологий (ЭЦНДТ) и могут быть особенно актуальны для демонстрационных и технико-экономических проектов в Арктике. Целью данной работы является в большей степени обобщение существующей информации, доступной в разных источниках, нежели детальный анализ отдельных случаев снижения выбросов от факельного сжигания, т.к. уникальные особенности каждой отдельной ситуации могут оказать значительное влияние на экономические и экологические результаты применения ЭЦНДТ. В отчете представлен полный, обновленный обзор существующих вариантов действий, доступных национальным органам управления и частным компаниям для борьбы с этим важным источником выбросов ЧУ в Арктике. Обзор предназначен для владельцев и работников нефтедобывающих компаний, инвесторов и других лиц, принимающих решения, связанные с внедрением ЭЦНДТ. Также этот документ может использоваться в качестве вспомогательного материала национальными органами власти при разработке более действенного экологического законодательства, направленного на снижение выбросов ЧУ от факельного сжигания, а также другими заинтересованными сторонами, задействованными в добыче нефти и газа в Арктике, или подтвержденными ее воздействием.

В ходе обзора технических и экономических характеристик существующих методов снижения выбросов ЧУ от факельного сжигания, для дальнейшего анализа были идентифицированы семь основных категорий ЭЦНДТ. **1я категория ЭЦНДТ** использует попутный нефтяной газ или его часть в качестве топлива для локальных видов деятельности, требующих затрат тепловой и/или электроэнергии. Такие технологии обладают потенциалом замещения других, приводящих к более высоким выбросам, топлив, и значительного снижения выбросов ЧУ в местах нефтедобычи. Также у них есть значительные экономические и экологические преимущества, связанные с экономией затрат на закупку и транспорт топлива, используемого при отсутствии ПНГ. **2я категория ЭЦНДТ** описывает возможности, связанные с обратной закачкой газа для увеличения нефтеотдачи пластов, или с подземным хранением, и обладает потенциалом снижения или полного исключения факельного сжигания ПНГ на участках нефтедобычи. Обратная закачка может оказывать значительное воздействие на снижение выбросов ЧУ, хотя сжигание газа, необходимое для осуществления обратной закачки, также сопровождается некоторым объемом

выбросов. При экономически целесообразной закачке газа для увеличения нефтеотдачи пластов, обратная закачка приносит компаниям доход в виде роста добычи нефти. Газ, закачанный для хранения, также имеет потенциальную ценность для компаний, связанную с использованием или продажами этого газа в будущем. **3я, 4я и 5я категории ЭЦНДТ** описывают технические возможности, связанные с утилизацией ПНГ (или его части), который иначе был бы сожжен на факельной установке, и его транспортировкой с места нефтедобычи и продаж в виде неочищенного газа, других углеводородных топлив, химических веществ или электроэнергии. Такие технологии обладают потенциалом значительного дохода от продажи продуктов и позволяют исключить выбросы от факельного сжигания; однако транспортировка и продажа газа и/или продуктов всегда связаны с некоторым объемом выбросов от дополнительной переработки или транспорта. **6я категория ЭЦНДТ** включает в себя отделение тяжелых газоконденсатных жидкостей из ПНГ. Эта технология может использоваться как отдельно, так и в сочетании с другими ЭЦНДТ – последнее является более предпочтительным. В сочетании с другими ЭЦНДТ, данный подход обладает наибольшим потенциалом снижения выбросов ЧУ. В случаях когда другие ЭЦНДТ оцениваются как экономически нецелесообразные, желательно как минимум отделить газоконденсатные жидкости перед факельным сжиганием. Простое отделение газоконденсатных жидкостей часто является экономически выгодным и обладает значительным потенциалом снижения выбросов ЧУ. **7я категория ЭЦНДТ** включает в себя оптимизацию условий сжигания на факельной установке и может применяться как отдельная технология или когда стандартная процедура факельного сжигания частично или полностью исключена с помощью других ЭЦНДТ. Применение других ЭЦНДТ является более предпочтительным; тем не менее, в случаях непредвиденного периодического факельного сжигания больших объемов газа, что довольно часто случается при нестабильной добыче, 7ую категорию ЭЦНДТ следует рассматривать в качестве средства снижения выбросов ЧУ. Будучи ценной мерой по снижению выбросов ЧУ, эта 7я категория ЭЦНДТ однако не приносит дохода компаниям.

Несмотря на то, что в представленном отчете ЭЦНДТ рассматриваются по отдельности, в идеальном случае на практике их следует применять в комбинации для получения максимальной выгоды от использования ресурсов и минимизации выбросов (например, сочетать отделение газоконденсатных жидкостей (ЭЦНДТ 6) с обратной закачкой (ЭЦНДТ 2) или продаж природного газа (ЭЦНДТ 3) и оптимизацией условий сжигания (ЭЦНДТ 7)).

В то время как внедрение ЭЦНДТ связано с затратами, многие из них могут также приносить значительный доход. В данном отчете представлен детальный анализ местных условий, при которых ЭЦНДТ снижения выбросов от факельного сжигания являются выгодными и могут раскрыть пока нереализованные экономические возможности.

Несмотря на то, что эффективность ЭЦНДТ во многом зависит от местных Экономических и технических параметров, они обладают существенным потенциалом снижения выбросов ЧУ и получения компаниями значимого и измеримого дохода. Количественная оценка снижения выбросов ЧУ, получаемого в результате применения стратегий по снижению выбросов, все еще остается сложной задачей; однако внедрение ЭЦНДТ следует рассматривать как наилучшую практику для снижения выбросов ЧУ, связанных с факельным сжиганием.

Введение

1

Цель данного отчета, являющегося одним из результатов проекта *Инициатива ЕС по черному углероду в Арктике*, – представить техническую информацию по затратам и применимости Экономически Целесообразных Наилучших Доступных Технологий (ЭЦНДТ) для снижения выбросов черного углерода (ЧУ) от факельного сжигания газа. Вместо детального анализа отдельных случаев снижения выбросов, целью данной работы является обобщение существующей информации об ЭЦНДТ снижения выбросов ЧУ от факельного сжигания, включая, среди прочего, работы международных и национальных нефтедобывающих компаний, негосударственных организаций, исследователей, поставщиков технологий, а также финансовых организаций. В отчете представлен полный, обновленный обзор существующих вариантов действий, доступных национальным органам управления и частным компаниям для борьбы с этим важным источником выбросов ЧУ в Арктике. Применение конкретных мер по снижению выбросов ЧУ от факельного сжигания газа в процессах нефтедобычи должно являться результатом сотрудничества между общественностью и частным сектором, поэтому данный обзор предназначен для владельцев и работников нефтедобывающих компаний, инвесторов и других лиц принимающих решения, связанные с внедрением ЭЦНДТ. Также этот документ может использоваться в качестве вспомогательного материала национальными органами власти при разработке более действенного экологического законодательства, направленного на снижение выбросов ЧУ от факельного сжигания, а также другими заинтересованными сторонами, задействованными в добыче нефти и газа в Арктике, или подверженными ее воздействию.

Отчет состоит из трех основных разделов:

- В разделе 2 приводится общая информация о процедуре факельного сжигания газа и о параметрах, наиболее релевантных для выбора ЭЦНДТ при добыче нефти и газа в Арктике.
- В разделе 3 детально описываются семь категорий ЭЦНДТ. Для каждой категории, ключевая информация представлена в сводной таблице, с сопровождающим текстом, содержащим дополнительные детали.
- В разделе 4 представлен упрощенный обзор семи ЭЦНДТ в виде таблицы, для удобства их сравнения.

Основанный на результатах успешного применения практик в Арктике и за ее пределами, данный документ призван повысить уровень информированности о все более экономически эффективных и расширяемых технологиях для снижения выбросов ЧУ от факельного сжигания. Будучи применимым для различных масштабов и условий нефтедобычи, в основном отчет направлен на идентификацию ЭЦНДТ для применения в условиях не

самых значимых месторождений, где объемы потенциально утилизируемого попутного нефтяного газа ранее недооценивались. Существенная часть отчета посвящена рассмотрению трудностей, связанных с экономически эффективным снижением выбросов ЧУ от факельного сжигания.

Несмотря на то, что эффективность ЭЦНДТ во многом зависит от местных экономических и технических параметров, они обладают существенным потенциалом снижения выбросов ЧУ и достижения значимых и поддающихся измерению выгод для компаний. Количественная оценка снижения выбросов ЧУ, получаемого в результате применения стратегий по снижению выбросов, все еще остается сложной задачей; однако внедрение ЭЦНДТ следует рассматривать как наилучшую практику для снижения выбросов ЧУ, связанных с факельным сжиганием. Так же как и другие доступные с недавнего времени технологии, применение ЭЦНДТ, описанных в данном отчете, укрепит существующие усилия по предотвращению изменения климата в краткосрочной перспективе, а также повлияет на аспекты энергетики, экологии и безопасности, связанные с факельным сжиганием газа в арктических регионах.

Обзор факторов, влияющих на факельное сжигание попутного нефтяного газа, и их релевантности для выбора мер по снижению выбросов в Арктике

2

Факельное сжигание газа является труднорешаемой энергетической и экологической проблемой, актуальной для Арктики. Факельное сжигание – это «технология, широко используемая в нефтегазовой промышленности для сжигания излишков легковоспламеняемых газов¹». Широко известно, что факельное сжигание приводит к выбросам значительного количества парниковых газов, таких как метан (CH₄) и диоксид углерода (CO₂), однако в процессе выделяются также загрязнители воздуха, включая твердые частицы (ТЧ) в форме ЧУ, летучие органические соединения (ЛОСы), оксиды азота (NO_x), и оксиды серы (SO_x). Все нефтяные пласты содержат попутный газ, который добывается вместе с нефтью и часто рассматривается как отходы производства; в случаях отсутствия видимого полезного использования попутного газа от сжигается на факельных установках. В течение долгого времени, множество факторов противодействовало продуктивной утилизации ПНГ: отсутствие локальной газовой инфраструктуры, большие расстояния до рынков, относительные небольшие и меняющиеся объемы газа, а также типичная динамика добычи нефти, характеризующаяся начальным пиком и последующим долгим стабильным спадом. Эти факторы привели к серьезным трудностям при решении задачи снижения объемов факельного сжигания ПНГ.

С постоянно улучшающейся газовой инфраструктурой в Арктическом регионе, а также с ростом озабоченности негативным влиянием факельного сжигания на здоровье человека и окружающую среду, уровень утилизации ПНГ повысился в ряде регионов. Однако несмотря на прилагаемые усилия по повышению уровня утилизации и снижению объемов факельного сжигания в странах Арктического региона, существует значительный потенциал для улучшения. Эффективные стратегии и меры по снижению объемов факельного сжигания должны основываться на хорошем понимании текущей практики факельного сжигания, его связи с выбросами ЧУ, а также потенциальных затрат и выгод от возможных решений.

Надлежащее использование и эффективность ЭЦНДТ снижения выбросов ЧУ от факельного сжигания в конечном итоге зависят от ряда технических и экономических параметров, специфичных для каждого месторождения нефти и газа, включая в том числе такие как частота применения факельного сжигания, размер месторождения, объемы факельного сжигания газа, состав газа, объем его утилизации, остаточный ресурс месторождения и географические

условия. Основные параметры, существенные для широкого спектра ЭЦНДТ, и их значимость для мер снижения выбросов ЧУ в Арктике, коротко представлены ниже, перед описанием конкретных технологий.

2.1 Применение факельного сжигания и его частота

Газ, являющийся побочным на участках нефтедобычи, категоризируется как ПНГ, однако факельное сжигание в качестве процесса удаления ПНГ может применяться на различных объектах нефтедобычи как непрерывно, так и периодически (рисунок 1).

2.1.1 Непрерывное факельное сжигание

Непрерывное факельное сжигание является в первую очередь результатом полного или частичного отсутствия путей утилизации ПНГ (рисунок 1). Часто его называют плановым факельным сжиганием², хотя не существует никакого точного и общепринятого определения этого понятия. В глобальном масштабе, большая часть непрерывного факельного сжигания вызвана недостатком возможностей для сбыта, недостаточным локальным спросом или плохо подходящей для обратной закачки геологией; все это усиливается физическими, техническими и экономическими ограничениями утилизации газа. Усилия по снижению объемов факельного сжигания направлены в основном именно на этот тип непрерывного сжигания. Вторая категория непрерывного факельного сжигания вызвана причинами технологического характера, такими как применение пускового факела, продувочного газа, а также дегазацией образующейся воды и регенерацией гликоля. Объемы сжигаемого ПНГ на таких объектах, как правило, ниже, однако их нельзя считать незначительными. Они могут быть снижены путем использования устройств сокращения продувки или оптимизации пускового факела, а также с помощью установки рекуперации газа (раздел 3.8.1.5) с потенциальным уровнем утилизации близким к 100%.

Утилизация ПНГ при непрерывном факельном сжигании является естественным решением для снижения выбросов

¹ https://www.researchgate.net/publication/223963699_Black_carbon_particulate_matter_emission_factors_for_buoyancy-driven_associated_gas_flares

² Ограничение объемов добычи нефти в первый год эксплуатации месторождения с целью предотвращения избыточного факельного сжигания и дальнейшей утилизации как нефти так и газа не всегда рассматривается компаниями как выгодное. Тем не менее, скорость эксплуатации ресурсов оказывает непосредственное влияние на факельное сжигание в случаях, когда газовая инфраструктура в местах нефтедобычи отсутствует с самого начала разработки месторождения.

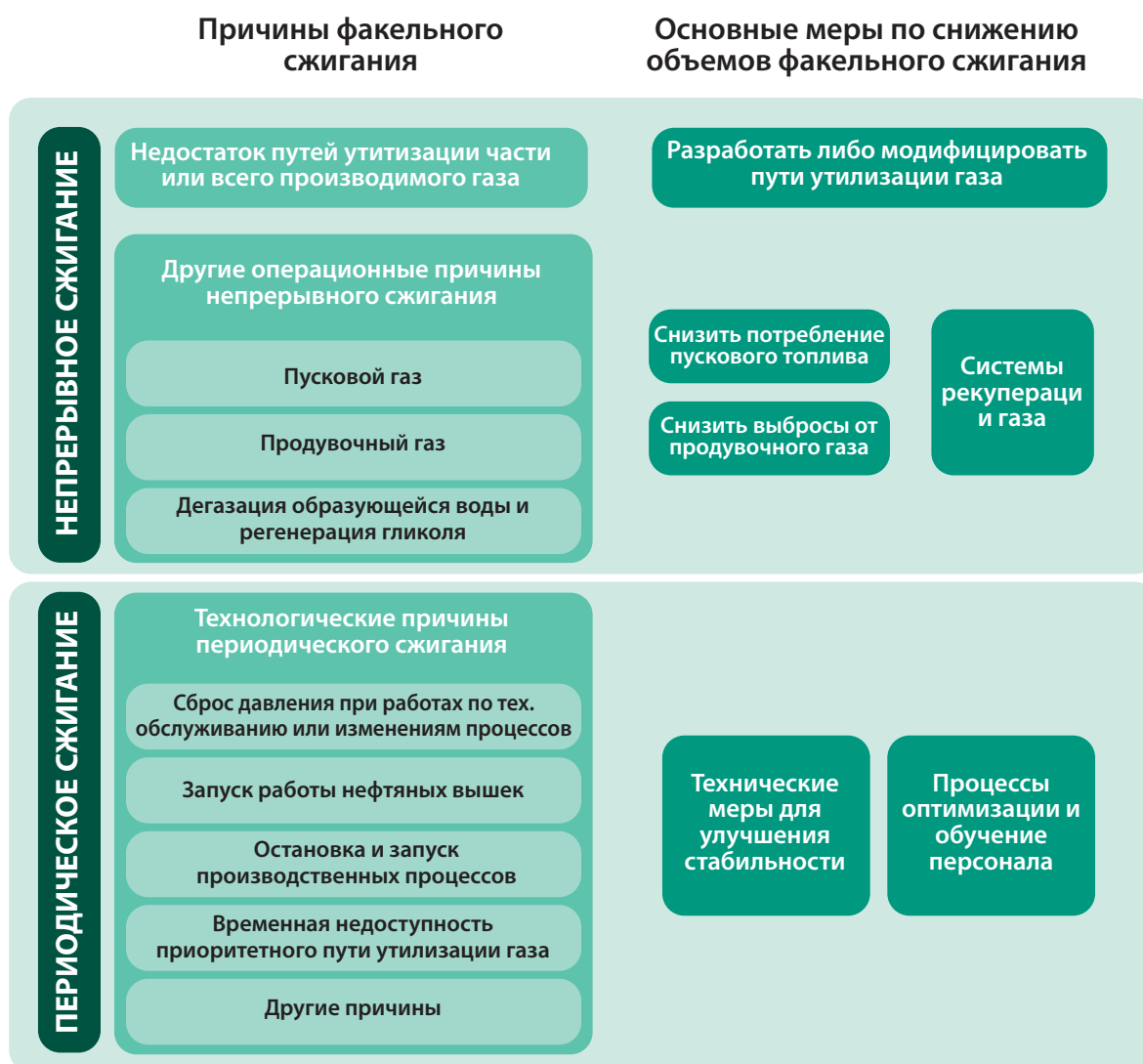


Рисунок 1. Обзор различных типов факельного сжигания газа и соответствующих мер по снижению объемов сжигания (Источник: <https://www.carbonlimits.no/project/assessment-of-flare-strategies-techniques-for-reduction-of-flaring-and-associated-emissions-emission-factors-and-methods-to-determine-emissions-to-air-from-flaring/>)

ЧУ и других загрязнителей воздуха от факельного сжигания газа. В случаях когда утилизация ПНГ не является экономически выгодной, выбросы ЧУ могут быть снижены только путем оптимизации процесса сжигания. Однако даже когда утилизация попутного газа является экономически выгодной, как правило, иногда возникает необходимость в периодическом факельном сжигании.

2.1.2 Периодическое факельное сжигание

Периодическое факельное сжигание применяется в течение коротких промежутков времени по ряду различных технологических причин (рисунок 1). Периодическое факельное сжигание можно подразделить на следующие категории:

- Факельное сжигание в процессе разведки месторождения, когда большие объемы газа сжигаются в течение коротких периодов времени в процессе исследования потенциала месторождения. Несмотря на то что объемы сжигаемого

газа являются значительными, такое сжигание само по себе является временным³.

- Факельное сжигание в процессе эксплуатации, как правило, применяющееся в небольших масштабах при стандартных операциях обработки газа (например, при удалении некоторого избыточного объема газа из процесса). Такое сжигание считается менее значительным, однако его частота может варьировать как при стандартных условиях эксплуатации так и при авариях.
- Экстренное факельное сжигание, применяемое при резких повышениях давления, пожарах или других повреждениях инфраструктуры (например, в случаях нарушения работы вентилей, компрессоров или трубопровода) может приводить к интенсивному сжиганию больших объемов газа за короткие периоды времени.

Причины, приводящие к необходимости периодического факельного сжигания, часто могут быть устранены путем улучшения регулярности технологических процессов и оптимизации процессов. Такие меры обычно являются

³ Бурение и оборудование скважины для эксплуатации, как правило, занимают около месяца. В течение этого времени объемы факельного сжигания могут быть весьма значительными. Отслеживание и документирование этих объемов позволят компании оценить потенциал утилизации газа на более поздней стадии эксплуатации.

экономически выгодными и потому часто применяются компаниями.

Плановое факельное сжигание как результат отсутствия путей утилизации газа является крупнейшим и наиболее важным источником выбросов ЧУ от факельного сжигания; однако периодическое и непрерывное факельное сжигание по технологическим причинам также могут являться значительными источниками. Данный документ сконцентрирован на плановом факельном сжигании и связанными с ним выбросами ЧУ. Факельное сжигание газа может применяться в местах нефтедобычи, на нефте- и газоперерабатывающих заводах, а также на нефтехимических предприятиях. Отчет сосредоточен в основном на ЭЦНДТ в местах нефтедобычи, которые вносят основной вклад в факельное сжигание газа как в глобальном масштабе, так и в Арктическом регионе.

2.2 Состав сжигаемого газа

ПНГ представляет собой смесь различных газов; однако относительный состав и наличие примесей широко варьируют в зависимости от месторождения газа. В таблице 1 представлен неполный список компонентов ПНГ, основанный на ранее проводимых оценках утилизации газа, и подчеркнуты вариации состава между различными месторождениями.

ПНГ, выделяющийся из скважин в процессах нефтедобычи, содержит в основном природный газ, состоящий, как правило, из 50–90% легких углеводородов с одним (C₁) или двумя (C₂) атомами углерода в молекуле – таких как метан (CH₄) и этан. ПНГ также содержит значительное

количество газоконденсатных жидкостей, состоящих из углеводородов с тремя-пятью (C₃–C₅) атомами углерода в молекуле, включая пропан (C₃), изобутан/бутан (C₄), и пентан (C₅), а также более тяжелых молекул углеводородов с числом атомов углерода от шести и выше (например, гексан, гептан и октан).

Так как потоки ПНГ могут сильно варьировать по составу газа и наличию примесей, технологии необходимые для их переработки перед использованием также могут различаться. Насыщенные потоки ПНГ содержат большую долю тяжелых углеводородов и, как правило, представляют большую ценность из-за высокой энергетической ценности газоконденсатных жидкостей (таблица 1). Однако, некоторые варианты утилизации газа более эффективны в случаях когда газовый поток является ненасыщенным, или сухим.

В скважинах также могут присутствовать примеси. Коррозионный «кислый» газ⁴, содержащий сероводород (H₂S) и/или диоксид углерода (CO₂), может привести к порче и загрязнению компонентов природного газа и оборудования. Поэтому кислый газ необходимо очищать для удаления кислотных компонентов – этот процесс известен как «sweetening» – и производства приемлемого сырьевого газа для дальнейшего использования в газовых двигателях и турбинах, как газа трубопроводного качества и для других целей. Для очистки кислого газа было разработано множество процессов – как правило, их можно отнести к одной из пяти категорий: химические растворители (амины), физические растворители, абсорбция⁵, мембраны, или криогенное фракционирование. Метод используемый для удаления примесей зависит от типа и количества кислотных компонентов, которые необходимо удалить.

Таблица 1. Состав и теплота сгорания ПНГ из различных месторождений (М)*.

| Состав ПНГ (мол.%) | месторождение А | месторождение В | месторождение С | месторождение D |
|--|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Диоксид углерода (CO ₂) | 1.15% | 3.76% | 1.32% | 0.49% |
| Метан (CH ₄) | 73.57% | 79.65% | 49.90% | 60.37% |
| Этан (C ₂ H ₆) | 9.32% | 7.26% | 15.31% | 2.39% |
| Пропан (C ₃ H ₈) | 9.27% | 5.31% | 19.40% | 9.26% |
| Бутан (C ₄ H ₁₀) | 4.44% | 2.69% | 9.24% | 14.17% |
| Пентан (C ₅ H ₁₂) | 1.34% | 0.56% | 2.05% | 10.11% |
| Гексан (C ₆ H ₁₄) | 0.18% | 0.09% | 0.26% | 0% |
| Гептан (C ₇ H ₁₆) | 0% | 0% | 0.08% | 0% |
| Октан (C ₈ H ₁₈) | 0% | 0% | 0.01% | 0% |
| Азот (N ₂) | 0.77% | 0.57% | 2.44% | 2.55% |
| Вода (H ₂ O) | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Кислород (O ₂) | 0% | 0% | 0% | 0.65% |
| Сероводород (H ₂ S) | 0% | 0.11% | 0% | 0% |
| Нижняя теплота сгорания (NCV): | | | | |
| | (BTU/SCF) | 1224.96 | 1071.47 | 1519.50 |
| | (MJ/SCM) | 45.55 | 39.85 | 56.51 |

BTU: Британские тепловые единицы; SCF: Стандартные кубические футы; MJ: МегаДжоули; SCM: Стандартные кубические метры

*На основании анализа, проведенного Carbon Limits.

⁴ Также известный как «кислотный газ».

⁵ В случаях когда компании применяют процесс адсорбции для удаления кислого газа, несколько факторов влияют экономический аспект решения о выборе химического или физического способа абсорбции. В расчет принимается уровень расхода растворителя, который оказывает большое влияние на размер оборудования и энергозатраты на регенерацию растворителя, а значит и на капитальные и эксплуатационные затраты.

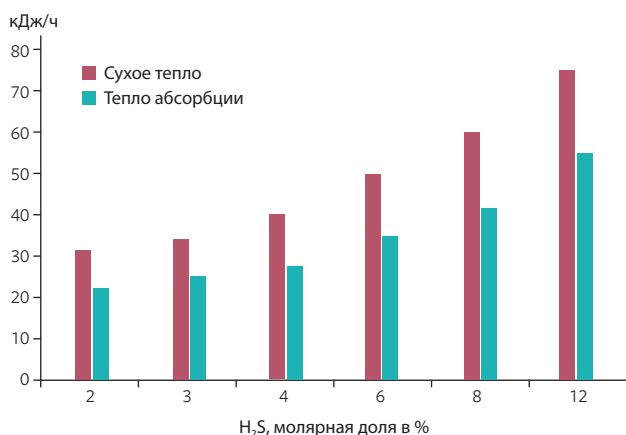


Рисунок 2. Влияние концентрации сероводорода (H₂S) на энергозатратность очистки газа с помощью аминной десорбции (Taemeh, A.N., A. Shariati, and M.R.K. Nikou. 2018. Analysis of energy demand for natural gas sweetening process using a new energy balance technique, *Petroleum Science and Technology*, 36 (12). <https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1447952>).

Десорбция аминами, или аминная очистка, широко используется для удаления кислотных компонентов из газа. Аминовые установки, как правило, предлагаются в виде готовых модулей, удобных для эффективной транспортировки и быстрой установки⁶. Процесс очистки заключается в том, что растворенные амины (щелочи умеренной силы)⁷ связывают кислотные компоненты газа – такие как H₂S и CO₂. Кислотные загрязнители затем удаляются из раствора с помощью очень теплоэнергоемкого процесса регенерации (восстановления)⁸. Например, типичная установка предназначенная для обработки 20 миллионов стандартных кубических футов в сутки попутного газа с низким содержанием серы, требует мощности около 37 кВтч в час, или 900 кВтч в сутки для работы насосов и для охлаждения⁹.

Тепловая мощность ребойлера является наиболее важным определяющим фактором потребления энергии в процессе аминной очистки (рисунок 2). Тепло необходимо для повышения температуры аминного раствора до температуры регенерированного раствора из ребойлера

(сухое тепло), для отделения кислотных компонентов от аминов (тепло абсорбции) и для конденсации воды, отходящей из секции десорбции и возвращаемой в процесс (тепло выпаривания)¹⁰. Некоторые исследования предполагают, что выпаривание является наиболее важным фактором, определяющим энергозатраты процесса, и в свою очередь зависящим от соотношения количества H₂S и CO₂ в попутном газе¹¹. Таким образом, чем больше содержание H₂S, тем больших затрат требует очистка газа.

Другим важным фактором, который необходимо принимать в расчет при использовании ПНГ в качестве топлива, является нетто показатель теплотворности, или низшая теплота сгорания¹². В то время как ПНГ с высоким нетто показателем теплотворности считается подходящим топливом для использования в турбинах и двигателях, любые изменения в составе газа могут повлиять на нетто показатель теплотворности и соответственно на ценность газа как топлива. Вариации состава ПНГ не делают его непригодным в качестве топлива, однако следует помнить, что для его использования в некоторых установках – таких как компрессоры, поршневые двигатели и газовые турбины – существуют очень строгие требования к составу газа¹³. Помимо требований к низшей теплоте сгорания топлива, для таких установок существуют требования по содержанию H₂S¹⁴ в топливном газе – не выше 0.1%¹⁵, хотя некоторые специализированные микротурбины могут работать при содержании H₂S в ПНГ около 4–7%¹⁶. При высоком содержании H₂S в ПНГ, как правило, необходимы дополнительные капитальные затраты для установки и поддержания работы систем очистки газа¹⁷.

Несмотря на то, что многие газовые двигатели¹⁸ могут работать на попутном газе различного состава, типичные конструкции предполагают объемную долю CH₄ в газе на уровне 70–85%¹⁹. Двигатели могут работать и на газу с меньшим содержанием CH₄, но при этом можно ожидать изменений в эффективности работы²⁰. Минимальная требуемая производителями низшая теплота сгорания – около 750 британских тепловых единиц на стандартный кубический фут или 28 МДж на стандартный кубический метр²¹.

С другой стороны, в газовых турбинах большой мощности можно сжигать широкий спектр газообразных топлив,

⁶ Аминовые установки также могут применяться в устройствах с разделенными потоками, что позволяет очищать большие объемы H₂S либо CO₂. Поэтому когда скважина с течением времени стабилизируется и объем добычи снижается (что приводит к снижению необходимого оборота аминов), часть установок можно удалить. Точно так же, в случае ввода в эксплуатацию новой скважины, можно добавить дополнительные модули очистки.

⁷ Амины – это органические основания (щелочи), содержащие атомы азота и часто формирующиеся вокруг них.

⁸ При широких масштабах нефтедобычи, наиболее экономически эффективной технологией конверсии H₂S в серу является «Процесс Клауса». Этот процесс, использующий частичное сжигание и каталитическое окисление, позволяет преобразовать в серу около 97% H₂S. В типичных устройствах очистки, H₂S сначала концентрируется в установках аминной очистки, затем поступает в установку Клауса, а установка очистки остаточного газа позволяет удалить оставшиеся после процесса Клауса 3% H₂S.

⁹ https://perrymanagement.com/downloads/Basic_Design_and_Cost_Data_on_MEA_Treating_Units.pdf

¹⁰ Maddox, R.N., J.M. Erbar, and J.M. Campbell. 1982. *Gas Conditioning and Processing: Volume 4: Gas and Liquid Sweetening*. Campbell Petroleum Series

¹¹ Taemeh, A.N., A. Shariati, and M.R.K. Nikou. 2018. Analysis of energy demand for natural gas sweetening process using a new energy balance technique, *Petroleum Science and Technology*, 36 (12). <https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1447952>

¹² В отличие от низшей теплоты сгорания (LHV), высшая теплота сгорания (HHV) учитывает все количество тепла, выделяемое в процессе сгорания топлива (в том числе, тепло выпаривания, которое может быть восстановлено при вторичной конденсации).

¹³ Такие турбины как Siemens SGT-300 и SGT-500 характеризуются высоким содержанием хрома в материале лопастей, что делает их менее подверженными окислению и сульфидированию и потому подходящими для использования топлива с высоким содержанием H₂S.

¹⁴ Сероводород является высокотоксичным и может представлять значительные трудности для операторов и в целом для работы газовых двигателей и турбин. Помимо аспектов влияния на здоровья и безопасности, H₂S может гореть с выделением выбросов SO₂ в атмосферу. Во влажном воздухе, выбросы SO₂ вступают в реакцию с образованием слабой кислоты (кислотные дожди). Поэтому необходимо очищать газ до его использования, для максимального возможного снижения содержания в нем H₂S.

¹⁵ <http://gassurf.com/en/gas-processing/articles/item/associated-petroleum-gas-processing>

¹⁶ Там же

¹⁷ Кроме того, используемые материалы (особенно в секции турбины, где проходит горячий газ) определяют допустимое содержание H₂S в газообразном топливе, которое не повлияет негативно на эффективность работы или на необходимость в дополнительном техобслуживании.

¹⁸ Например, Wärtsilä 50DF <http://cdn.wartsila.com/docs/default-source/Power-Plants-documents/w%C3%A4rtsil%C3%A4-50df.pdf>

¹⁹ Газ с минимальным содержанием метана 70–88%.

²⁰ Многие двигатели предназначены для непрерывной работы без снижения номинальной мощности, при соблюдении минимального содержания метана и при концентрациях H₂S менее 0.1%.

²¹ <https://www.wartsila.com/products/marine-oil-gas-engines-generating-sets/dual-fuel-engines/definitions-and-notes>

при условиях минимальной низшей теплоты сгорания 100–300 британских тепловых единиц на стандартный кубический фут²², минимальной объемной доли метана 85%, и минимальной объемной доли других газов (таких как этан, бутан, аргон, N₂, CO₂) 15%²³. Опыт производителей и нефтяных компаний показывает, что в случаях ”когда уровни серы не регулируются спецификациями, объемная доля серы в пределах до 1% не оказывает значительного воздействия на уровень окисления/коррозии”²⁴. Для газовых двигателей и турбин могут быть установлены предельные значения и по другим примесям, таким например как металлы²⁵.

Вследствие большой вариативности состава ПНГ между различными месторождениями нефти и газа (таблица 1), выбор оборудования для утилизации ПНГ в местах нефтедобычи требует особого внимания.

Состав ПНГ может меняться также с течением времени, как результат воздействия множества факторов, включая уровень истощения скважины, изменения технологий утилизации и условий производства. Так как предсказать временные изменения состава ПНГ с большой точностью довольно сложно, разработка оптимальных конструкций установок по его утилизации и сжиганию является более проблематичной задачей, чем разработка конструкций аналогичных установок для природного газа.

Присущая ПНГ вариативность состава означает, что различные потоки будут характеризоваться различной продуктивностью и экономической ценностью, даже при использовании одних и тех же технологических решений. Применимость конкретных ЭЦНДТ к определенному составу газа рассматривается ниже, при более детальном описании отдельных технологий (раздел 3).

2.3 Объемы сжигаемого газа

Объем сжигаемого на факельных установках ПНГ на отдельных участках нефтедобычи также влияет на применимость технологий снижения выбросов. В некоторых случаях, определенные технологии требуют

наличия некоторого минимального объема газа за определенный период времени. Экономия за счет масштаба является ключом к применимости и экономической целесообразности многих технологий снижения выбросов; таким образом, суммарный объем газа, доступный в местах нефтедобычи, является определяющим фактором. Использование уже существующей деятельности и инфраструктуры в пределах определенной территории может оказать положительное воздействие на объемы утилизации ПНГ, а координация деятельности различных нефтедобывающих компаний, использующих соседние скважины, может предоставить объемы газа и стабильность, необходимые для осуществимости некоторых мер. Различные нефтедобывающие компании, работающие в пределах определенной территории, должны тщательно изучать возможности, предоставляемые совместной организацией утилизации ПНГ, и экономическую выгоду за счет создания кластеров, особенно в случаях небольших объемов факельного сжигания газа на отдельных участках нефтедобычи.

Рисунки 3 и 4 иллюстрируют различия в числе и размере факельных установок в странах Арктического региона. Согласно данным, полученным в результате спутниковых наблюдений, большинство факельных установок в этих странах являются относительно небольшими по размеру (<0.01 миллиарда кубических метров на установку). Цель данного документа – описать наилучшие доступные технологии (НДТ), применимые для снижения выбросов на таких небольших факельных установках, наиболее часто встречающихся в Арктике, и представить возможности для расширения масштаба технологий при работе с более крупными факельными установками.

2.4 Остаточный ресурс месторождения и вариативность объемов добычи

Поток ПНГ может варьировать в течение как коротких, так и долгих периодов времени (рисунок 5) и является важным фактором при выборе и разработке конструкций подходящих решений по снижению выбросов.

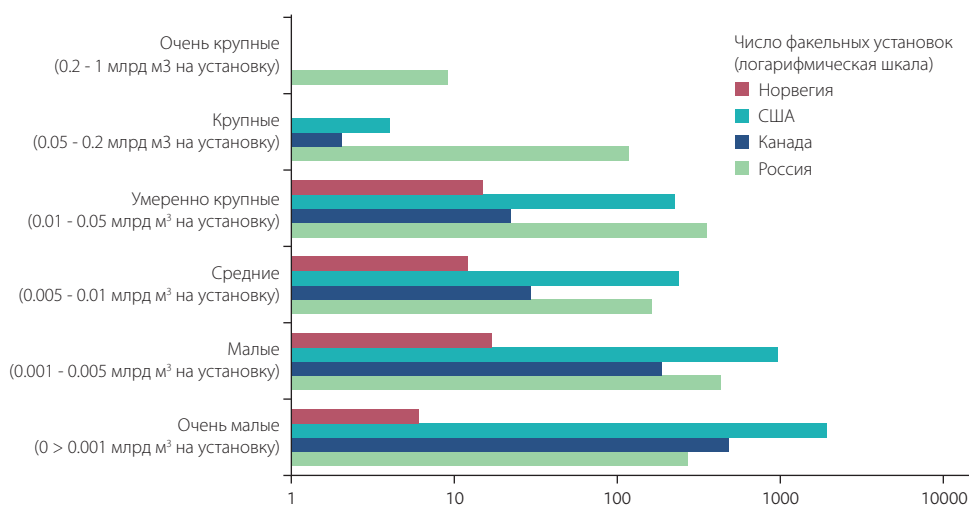


Рисунок 3. Число установок факельного сжигания ПНГ в странах Арктического региона, по данным спутниковых наблюдений 2016 г. (по оценке NOAA на основании наблюдений VIIRS).

²² https://www.ge.com/content/dam/gepower-pgdp/global/en_US/documents/technical/ger/ger-4601b-addressing-gas-turbine-fuel-flexibility-version-b.pdf

²³ <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.143.6392&rep=rep1&type=pdf>

²⁴ Там же

²⁵ Например, свинец, ванадий, кальций, магний и др.

Объем сжигаемого газа в млрд м³ (2016)

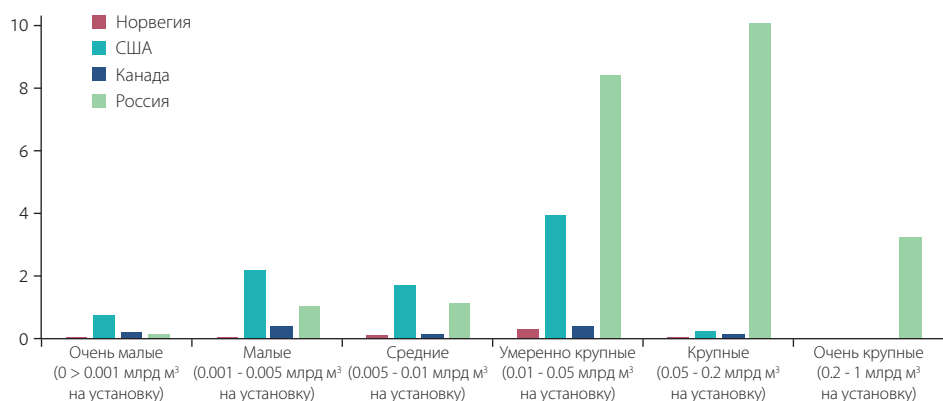


Рисунок 4. Объем сжигаемого газа на установках факельного сжигания ПНГ в странах Арктического региона, по данным спутниковых наблюдений 2016 г. (по оценке NOAA на основании наблюдений VIIRS).

В течение срока разработки месторождения нефти и газа, давление и объемы газа могут значительно меняться. Давление газа, как правило, снижается с течением времени, по мере истощения нефтяных пластов, вызывая значительные изменения газонефтяного фактора и динамики добычи нефти в течение срока разработки месторождения. Относительно недавние обычные месторождения обычно используются в течение нескольких десятилетий, в то время как время разработки сланцевых месторождений может быть гораздо меньше. На поздней стадии разработки месторождения, его остаточный ресурс необходимо учитывать, так как доступные объемы газа будут влиять на применимость и масштаб технологий.

В случаях, когда трудно обеспечить стабильность добываемого объема, например на поздней стадии разработки месторождения, инвестиции в некоторые технологии представляются очень ограниченными и привлекательными только в случаях гарантированного долгосрочного запаса газа, достаточного для получения дохода на инвестиции. Поэтому необходимо учитывать мобильность и потенциал многократного использования технологий, особенно например на поздней стадии разработки месторождений.

Другой фактор, который важно принимать в расчет – это вариативность объемов ПНГ в течение коротких промежутков времени (рисунок 5). В течение дня, объем и давление газов могут значительно варьировать. Объем добычи может возрасти до десятикратного по сравнению со среднемесячным значением, а затем существенно снизиться в течение минут. Доступность скважины может иногда быть очень низкой, 60–80%, что означает дни или периоды с полным отсутствием ПНГ. Эти кратковременные

изменения представляют существенные трудности для процесса разработки и для обеспечения безопасности, а также влияют на выбор и определение масштаба технологий эффективного факельного сжигания и утилизации газа, и на ценность утилизируемого газа. Технические решения, включая оптимизацию условий сжигания в факельных трубах, должны быть приспособлены к этим постоянным колебаниям давления, объема и состава газа.

Технология предназначенная для применения в очень узком диапазоне условий не сможет работать при снижении объемов газа в долгосрочной перспективе и при их ежедневных колебаниях. Если же технология приспособлена к таким изменениям, она гарантирует значительный уровень утилизации газа на протяжении всего периода эксплуатации скважины. Формирование кластеров из близко расположенных скважин для предоставления минимального необходимого объема газа может обеспечить стабильность потока ПНГ, необходимую для минимизации факельного сжигания при низких предельных затратах на инвестиции.

2.5 Выбор масштаба технологий

Учитывая многообразие динамики добычи газа (раздел 2.4, рисунок 5), выбор технологии адекватного масштаба для снижения выбросов от факельного сжигания не является очевидным. При установке технологий слишком малой мощности в новых месторождениях, большая часть потенциально утилизируемого объема в первые годы разработки будет утеряна, что приведет к низкой окупаемости. Установка же мощностей выше тех, что соответствуют средним объемам добычи за весь период разработки месторождения, не обязательно гарантирует

Добыча ПНГ, тыс. кубических футов в сутки

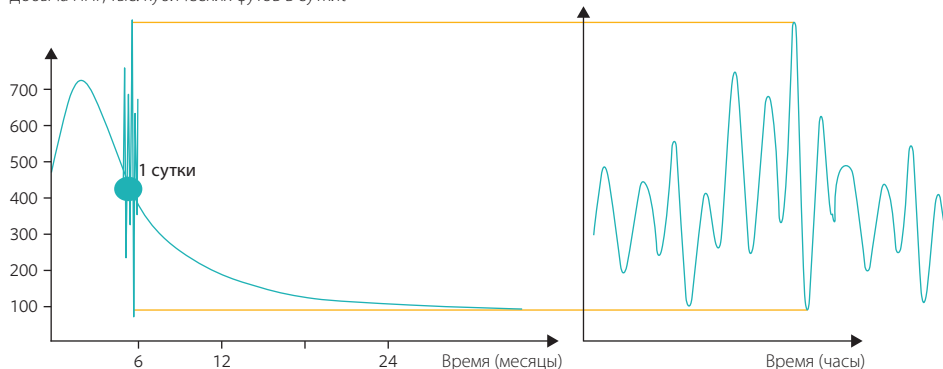


Рисунок 5. Иллюстрация вариативности объемов добываемого ПНГ с течением времени (<https://www.carbonlimits.no/project/improving-utilization-of-associated-gas-in-us-tight-oil-fields/>).

полное использование пика добычи в первые месяцы разработки, в то время как значительная часть мощностей останется невостребованной после пика, в период резкого снижения объемов добычи.

Выбор масштаба технологий на поздней стадии разработки месторождения будет зависеть от прогнозов объемов добычи, которые составляются с использованием моделей нефтяных пластов. Остаточный ресурс месторождения является особенно важным параметром, который необходимо принимать в расчет при выборе подходящего масштаба технологий – особенно это касается месторождений, которые уже прошли в своем развитии фазы пика и плато и находятся в фазе снижения объемов добычи.

Важно оценить потенциальную эффективность технологий, особенно связанных с утилизацией газа, в условиях неопределенности снижающейся кривой объема газа и при различных инженерных стратегиях. Сопоставление ожидаемых объемов газа с мощностями технологий путем их корректировки, организованное как параллельный либо как последовательный процесс, является наилучшим решением для оптимизации суммарного объема и ценности утилизируемого газа. Однако передислокация технологии может приводить к необходимости непрерывного факельного сжигания в течение коротких промежутков времени.

2.6 Степень утилизации газа

При некоторых мероприятиях по снижению объемов факельного сжигания утилизируется только часть ПНГ, в то время как избыточные объемы идут на факельные установки, особенно в отдаленных местах добычи, где спрос на продукты утилизации газа низкий и/или непостоянный.

Другие мероприятия потенциально могут утилизировать настолько значительные объемы газа насколько позволяет их мощность; однако технологии с высокой мощностью, как правило, используют значительное количество энергии, что снижает итоговые сокращения выбросов. Тщательная оценка доступной степени утилизации газа является важным фактором при анализе применимости и эффективности ЭЦНДТ.

2.7 Формирование черного углерода

Установки факельного сжигания газа являются по сути неконтролируемым и подверженным внешнему воздействию горением, понять которое можно путем изучения физических и химических процессов при сжигании газа. Помимо парниковых газов (таких как CH_4 и CO_2), все факельные установки по сжиганию ПНГ выделяют ЧУ; однако сложный процесс²⁶ его формирования, включающий в себя несколько этапов роста и разрушения частиц, до конца еще не изучен. Количество ЧУ, образуемого при факельном сжигании, судя по всему зависит от ряда физических и химических факторов (рассматриваемых в разделе 3.8), на которые можно повлиять с помощью усовершенствования технологий, однако в отношении контроля формирования ЧУ предстоит изучить еще многое.

За последние десятилетия было проведено несколько исследований с целью лучше понять связь между параметрами факельного сжигания и количеством ЧУ, выбрасываемым из факельных труб. Рисунок 6 обобщает недавно опубликованные эмиссионные факторы ЧУ, характеризующие количество ЧУ, образующееся на единицу объема сжигаемого на факельной установке газа. Тот факт, что значения опубликованных эмиссионных

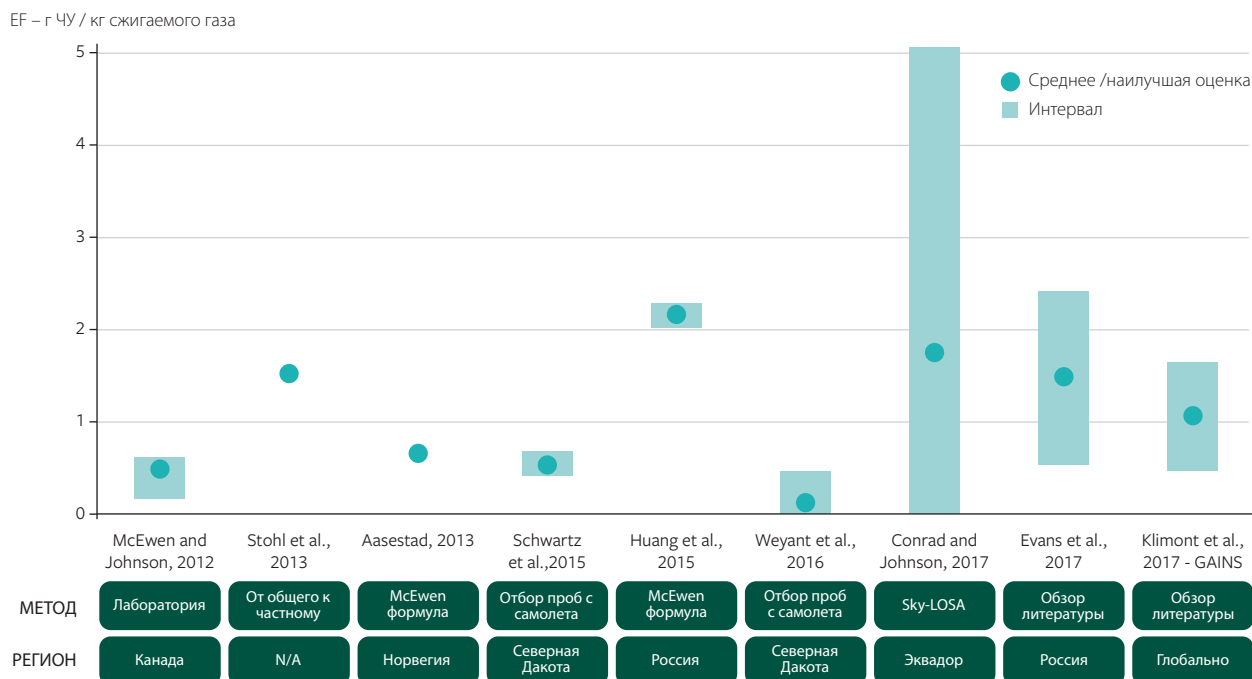


Рисунок 6. Сводный график опубликованных эмиссионных факторов черного углерода (на основании анализа Carbon Limits в рамках проекта “Снижение выбросов короткоживущих загрязнителей влияющих на климат от факельного сжигания ПНГ”, финансируемого Арктическим Советом.).

²⁶ Снижение выбросов ЧУ – в случаях когда ПНГ не утилизируется – в значительной степени зависит от благоприятных условий для эффективного сгорания (которые могут быть достигнуты при хорошем перемешивании сжигаемого газа и потока воздуха) при отсутствии тяжелых углеводородных жидкостей.

факторов существенно различаются, подчеркивает непоследовательный характер данного процесса. Широкий диапазон эмиссионных факторов отчасти объясняется изначальным многообразием изучаемых факельных установок (включая различные составы газа, технологии сжигания и т.д.), но вероятно также различием применяемых методов измерения. Наличие такого разброса усложняет усилия по количественной оценке эффективности технологий по снижению выбросов ЧУ – в этой области исследований было проведено не так много.

2.8 Местоположение скважины и концентрации

Наземные и офшорные месторождения нефти и газа проявляют важные различия, влияющие на пригодность определенных ЭЦНДТ контроля выбросов ЧУ. Так как затраты на оптимизацию сжигания газа либо на внедрение вариантов его утилизации могут значительно различаться между расположенными в разных местах месторождениями, и так как расстояние до рынков сбыта является важным критерием при оценке осуществимости технологических решений, изучать применимость конкретных технологий по снижению выбросов, значительно различающуюся между наземными и офшорными месторождениями и зависящую от их специфических условий, следует на конкретных примерах.

В Арктике, близость других скважин и нефтегазоносных участков, а также расстояние до потребителей и рынков сбыта продукции является ключевым параметром при сравнении применимости ЭЦНДТ. На осуществимость мероприятий по снижению выбросов влияют несколько пространственных факторов, но в особенности расстояния до газосборной сети, электросетей, и других элементов инфраструктуры и конечных пользователей. Как отмечено выше, более высокая концентрация месторождений позволяет экономить за счет масштаба, и при объединении нескольких потоков ПНГ, общий поток является более стабильным (раздел 2.5). Объединения нескольких скважин также увеличивают привлекательность различных вариантов утилизации газа и повышают степень их применимости даже при местоположении далеко от рынков сбыта.

Отдельно расположенные скважины также могут получать выгоды от совместного использования коммунальной и транспортной инфраструктуры, приводящей к экономии затрат. Сотрудничество крупных компаний на территориях, в противном случае изолированных друг от друга, позволяет развивать газосборные сети и другую инфраструктуру утилизации газа, которая иначе не была бы экономически выгодна в условиях изоляции. Несмотря на то, что такая стратегия требует высокого уровня планирования и сотрудничества различных заинтересованных сторон, часто включающих правительства, нефтяные компании и других инвесторов, она также может приводить к усовершенствованиям инженерных решений для месторождений в части возможностей утилизации газа и снижения объемов факельного сжигания. Если бы такую оптимизацию ценности месторождений можно было выделить в отдельный вид бизнеса (возможно, законодательным путем или с помощью экономических инструментов), поставщики технологий могли бы вносить

свой вклад в оптимизацию инженерных решений и условий эксплуатации месторождений.

Сотрудничество между компаниями может быть затруднено рядом факторов. Каждая отдельная скважина характеризуется своей динамикой добычи, а каждая технология требует различных уровней капитальных инвестиций, эксплуатационных затрат, ожидаемого дохода и риска. Колебания рынка также могут изменить капитальные затраты и эксплуатационные расходы, связанные с различными вариантами утилизации, а также повлиять на реализацию и стоимость продукта. Кроме того, каждая компания сталкивается с различными экономическими трудностями (уровни инвестиций, эксплуатационные расходы, недостаток навыков работы в области утилизации газа, недостаток персонала на предприятиях по использованию утилизируемого газа, и др.), в зависимости от конкретного географического положения месторождения.

2.9 Разнообразие географических условий в Арктике

Арктика является самым северным регионом Земли, простирающимся на территориях севера Скандинавии, России, Канады, Гренландии, США и большей части бассейна Северного Ледовитого Океана. Основная часть региона покрыта водой, большей частью замерзшей, и характеризуется разнообразием ландшафтов, включая горы, ледниковые щиты, фьорды, покрытые травой плато, тундру, леса и долины.

Работа нефтегазодобывающих компаний часто зависит от погоды, особенно на этапах планирования доставки и сборки оборудования по утилизации газа и других элементов инфраструктуры. Зимой оборудование может замерзнуть, и работать с замерзшей почвой (бурить, копать) также сложно. Дороги также могут стать недоступными, что влияет на внедрение определенных ЭЦНДТ. В условиях таяния вечномерзлых пород в Арктике вследствие потепления климата, необходимое оборудование и инфраструктура могут стать неустойчивыми и оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Развитие нефтедобычи и утилизации газа в Арктике часто требует более затратных, очень специфических технологий, а также мер предосторожности, выбранных с учетом экстремальных климатических условий. Кроме того, работа на отдаленных территориях приводит к дополнительным затратам и логистическим трудностям (например, доставка оборудования и элементов инфраструктуры в изолированные регионы, более медленная реакция на чрезвычайные ситуации, и более строгие требования к герметичности).

Экономически Целесообразные Наилучшие Доступные Технологии (ЭЦНДТ) снижения выбросов черного углерода от факельного сжигания попутного нефтяного газа

3

ЭЦНДТ представленные в данном документе показывают наличие ряда отработанных технологий снижения выбросов ЧУ в нефтегазодобывающей отрасли. Как было упомянуто выше, основное внимание направлено на рассмотрение факельного сжигания газа именно при добыче нефти, так как именно в этой отрасли происходит (и, согласно прогнозам, будет происходить в обозримом будущем) основная часть факельного сжигания в Арктике. В большинстве случаев, представленные технологии подходят для арктических условий и при правильной установке и обслуживании могут привести к значительному снижению выбросов ЧУ. Решения по снижению выбросов ЧУ могут также влиять (как позитивно так и негативно) на выбросы других загрязняющих веществ, поэтому при оценке целесообразности их внедрения необходимо принимать во внимание их полный потенциал с точки зрения экологии.

(ЭЦНДТ 1-5) является естественным решением для снижения выбросов как ЧУ так и других веществ, включая CH_4 и CO_2 . Утилизация попутного газа позволяет практически исключить выбросы ЧУ; однако, факельное сжигание и низкий уровень утилизации газа – нередкое явление в первые годы разработки новых месторождений, так как решения, касающиеся строительства газовой инфраструктуры, часто принимаются уже после начала разработки месторождения. К тому же, даже в условиях когда утилизация ПНГ экономически выгодна, как правило, факельное сжигание применяется в целях безопасности или по другим причинам, связанным с эксплуатацией (раздел 2.1). Наконец, в некоторых случаях вариант утилизации газа является недоступным или экономически нецелесообразным. В таких условиях, существуют другие варианты минимизации выбросов ЧУ: удаление тяжелых компонентов из потока сжигаемого газа (ЭЦНДТ 6), а также оптимизация конструкции факельной установки и условий сжигания (ЭЦНДТ 7). В следующем разделе представлена детальная информация о каждой из семи категорий ЭЦНДТ.

3.1 Обзор технологий

Обзор потенциальных путей сокращения выбросов ЧУ от факельного сжигания газа представлен на рисунке 7. Локальная утилизация попутного газа или его продажа



Рисунок 7. Обзор Экономически Целесообразных Наилучших Доступных Технологий (ЭЦНДТ) снижения выбросов ЧУ от факельного сжигания.

3.2 ЭЦНДТ 1: Максимально возможное локальное использование – Генерация тепла и электроэнергии

Краткое описание

Попутный газ утилизируется из факельной трубы и направляется на предварительную обработку, и (дополнительно) отделение газоконденсатных жидкостей (ЭЦНДТ 6), а затем используется в качестве топлива для генерации тепла и/или электроэнергии (с дополнительной возможностью рекуперации тепла отработанного газа с помощью парогенератора).

Применимость в Арктике

- В районах с труднодоступными сетями электроснабжения или большими расстояниями транспорта топлив для обеспечения электроснабжения (дизель и др.)
- В районах с низкими температурами воздуха (эффективность двигателей и турбин немного выше)
- В среде с низкими температурами и более высокими требованиями к наличию тепла для производственных процессов
- В районах с высокими тарифами на электроэнергию (где электричество используется как основной источник энергии) или топливо для ее генерации

Влияние на выбросы

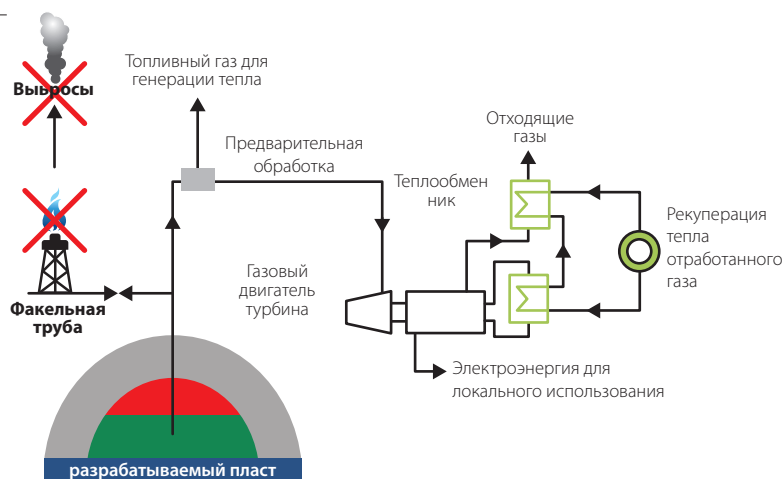
- Значительно снижает выбросы:
 - ТЧ (включая ЧУ)
 - SO_x
 - Тяжелых металлов
- Выбросы CO_2 также снижаются за счет замещения других источников выбросов (например, сжигания дизеля в двигателях и турбинах)

Выгоды

- Позволяет максимально использовать ресурсы
- Обеспечивает независимое локальное энергоснабжение
- Снижает затраты на жидкое топливо (дизель и др.) или электроэнергию

Требования к инфраструктуре

- Оборудование для предварительной обработки газа (в зависимости от состава ПНГ и наличия примесей)
- Дополнительно – оборудование для отделения газоконденсатных жидкостей (ЭЦНДТ 6)
- Компрессоры (при необходимости увеличения давления газа)
- Генератор электроэнергии (газовый двигатель/ турбина)
- Дополнительно – система рекуперации тепла отработанного газа (например, паровая турбина для увеличения эффективности генерации электроэнергии из того же объема газа)
- Газопровод и инфраструктура для передачи электроэнергии (провода, трансформаторы, распределители и др.)
- Резервная система (доступ к сетям электроснабжения или двухтопливные двигатели с запасом резервного топлива и хорошей вместимостью)



Общие технические и экономические аспекты

- Возможные сложности с предварительной обработкой газа, включая дополнительные требования (например, содержание H_2S)
- Экономическая целесообразность отделения газоконденсатных жидкостей до локальной утилизации, и использование только сухого природного газа для генерации тепла и электроэнергии (в зависимости от рыночной стоимости и доступности оборудования по отделению газоконденсатных жидкостей (ЭЦНДТ 6))
- Ограниченность локальных потребностей в тепле и электроэнергии (как правило, требуется <30% от потенциала ПНГ²⁷)
- Применение факельного сжигания для избыточных объемов ПНГ (оценка целесообразности продажи газа или электроэнергии – ЭЦНДТ 5)
- Суммарный объем газа, доступный в течение оставшегося срока разработки месторождения (с учетом возможности продаж избытка электроэнергии)
- Обеспечение потока ПНГ с течением времени и утилизация максимально возможного объема ПНГ (снижение объемов добычи нефти и соответствующих объемов попутного газа влияет на выбор/изменения масштаба технологий и на инвестиционные затраты)
- Наличие резервной системы для случаев ограниченности или временной недоступности ПНГ (для обеспечения непрерывного энергоснабжения производства)

Ссылки

- Утилизация промышленного газа в турбинах вместе с попутными газами: <https://docplayer.net/21479036-Industrial-gas-turbines-utilization-with-associated-gases.html>
- Утилизация попутного газа с использованием газовой турбины: http://file.scirp.org/Html/3-6201920_64571.htm
- Генерация электроэнергии с использованием попутного газа: http://siteresources.worldbank.org/INTGGFR/Resources/578035-1164215415623/3188029-1324042883839/5_Power_Generation_using_associated_gas.pdf

²⁷ Электроэнергетические потребности на типичном участке нефтедобычи по отношению к потенциалу ПНГ, на основании опыта Carbon Limits.

3.2.1 Технические аспекты

Рассматривая стратегии внедрения НДТ снижения выбросов ЧУ, необходимо уделять пристальное внимание потенциалу максимально возможного локального использования ресурсов для удовлетворения собственных производственных нужд. Участки добычи нефти и газа, как правило, зависимы от наличия определенного источника тепла и электроэнергии. Использование ПНГ в качестве локального источника энергии означает рациональное использование потерянных в противном случае ресурсов, снижение выбросов от факельного сжигания и вследствие замещения других энергоресурсов. Потенциал сокращения выбросов при применении ЭЦНДТ 1 зависит от специфичных для конкретного участка нефтедобычи энергетических потребностей, но во многих случаях ЭЦНДТ 1 позволяет значительно снизить объемы факельного сжигания.

Использование ПНГ для локальной генерации электроэнергии вместо факельного сжигания часто является рациональным способом утилизации газа, однако этот подход не всегда является экономически выгодным, и его использование часто затрудняется необходимостью обеспечения потока ПНГ в долгосрочной перспективе и, как правило, ограниченными локальными потребностями в тепле и электроэнергии. По этим причинам, использование ПНГ для генерации электроэнергии представляет собой только частичное решение проблемы снижения объемов факельного сжигания. Кроме того, процессы добычи нефти требуют бесперебойного энергоснабжения, так как любые потери мощности приводят к потерям дохода компаниями нефтеперерабатывающей отрасли, и в некоторых случаях могут причинить побочный ущерб (например, из-за того что насосы не запускаются после отключения). Поэтому, рассматривая возможности применения ПНГ для локальной генерации энергии, крайне необходимо учитывать параметры, влияющие на стабильность и надежность потенциального источника энергии – такие как объемы добычи нефти, газонефтяной фактор, объемы газа и его качество (то есть состав). Часто необходимо иметь резервные запасы топлива и/или генерирующие мощности – в форме дополнительного запаса (не попутного) газа, доступа к сетям электроснабжения или другого резервного оборудования, например дизельных генераторов. Это обычно добавляет дополнительные затраты при установке оборудования по утилизации ПНГ, что снижает общую экономию от использования такого в принципе независимого энергоисточника.

Качество ПНГ может варьировать между различными скважинами, даже в пределах одного месторождения (таблица 1, раздел 2.2). Вариативность состава ПНГ – его отличительная особенность по сравнению с другими топливами, обладающими, как правило, стандартными параметрами теплотворности – влияет на эффективность работы газовых двигателей и турбин. Количество доступного в качестве топлива ПНГ также меняется с течением времени и со снижением объемов нефтедобычи. Использование нескольких небольших генерирующих установок вместо одной крупной может устранить эту проблему, хотя и за счет снижения эффективности. Другим подходом являются двухтопливные двигатели, использующие газ в дополнение к дизелю для генерации электроэнергии²⁸.

3.2.1.1 Предварительная обработка

Несмотря на то, что состав ПНГ часто является вполне подходящим для генерации тепла и электроэнергии, иногда необходима предварительная обработка для обеспечения соответствия требованиям к низшей теплоте сгорания и для удаления примесей и конденсируемых углеводородов. Наиболее часто встречающиеся примеси, такие как H₂S и CO₂, могут разрушать и загрязнять оборудование (например, лопасти турбин, раздел 2.2). Поэтому в некоторых случаях необходима обработка ПНГ в целях достижения соответствия стандартным требованиям двигателей и турбин, прежде чем газ может считаться достаточно ценным топливом для независимого энергоснабжения. Некоторые поставщики оборудования утверждают, что производят двигатели и турбины, более приспособленные к широкому интервалу состава газа, для которых ПНГ может использоваться только с минимальной предварительной обработкой.

3.2.1.2 Генерация тепла

Теплообмен является важным процессом на нескольких этапах обработки нефти, используемым, среди прочего, при дегидратации сырой нефти, удалении кислотных компонентов, а также в ребойлерах аминовых установок и в термоэлектрогенераторах. Участки нефтедобычи также рассчитывают на работу парогенераторов для непрямого производства тепла, необходимого для снижения вязкости сырой нефти, что является особенно важным для нефтяных месторождений Арктики, для которых характерна высокая вязкость нефти и низкие температуры.

В зависимости от того, насколько ПНГ уже утилизируется для производства тепла для обработки сырой нефти и генерации пара, возможность замены ПНГ других источников энергии (за исключением тепла отработанного газа) может представлять собой весьма эффективный способ повышения уровня утилизации ПНГ и сокращения локальных выбросов ЧУ²⁹. Однако в случаях, когда ПНГ уже используется для генерации тепла, необходимого для производственных операций, повышение уровня утилизации не всегда является достаточным для значительного снижения объемов факельного сжигания.

3.2.1.3 Генерация электроэнергии

Локальное обеспечение участка электроэнергией требуется на двух этапах разработки месторождения: бурение и оборудование скважины для эксплуатации³⁰, и добыча нефти. На этапе бурения и оборудования скважины для эксплуатации энергозатраты весьма значительны и варьируют, а на этапе добычи нефти – как правило, довольно низки и стабильны. Потребность участков нефтедобычи в локальной генерации электроэнергии, как правило, обеспечивается работой дизельных генераторов, благодаря несложности их транспортировки и эксплуатации и хранения топлива. Дизельные генераторы могут с большой долей надежности производить постоянный поток электроэнергии для снабжения энергией всего необходимого оборудования, не требуют специального обучения персонала или сложного

²⁸ Этот подход прост в техническом отношении, если в двигателях используется низкокалорийный, бедный газ. В двухтопливных двигателях замещение дизеля газом не должно превышать 30%. Рекомендуется совмещение работы буферной колонны или установки по отделению газоконденсатных жидкостей с генерацией электроэнергии. При достаточных локальных энергетических потребностях, такая комбинация позволяет получить значительные объемы газоконденсатных жидкостей и экономии дизельного топлива, имея при этом короткий период окупаемости.

²⁹ Выбросы ЧУ от утилизации ПНГ с большой долей вероятности возникли бы и при сжигании любого из топлив, замещаемых утилизируемым ПНГ.

³⁰ Бурение и оборудование скважины для эксплуатации в среднем занимает около месяца.

обслуживания, что делает их очень практичным решением в долгосрочной перспективе. Также необходимость в электроэнергии можно покрыть покупкой электричества непосредственно из электросетей. В случаях, когда возможно подключение к электросетям, этот вариант является предпочтительным, так как он требует очень незначительных стартовых инвестиций, как правило, менее затратен, чем дизельные генераторы, и представляет собой надежный, беспроблемный и гибкий источник электроэнергии. Поэтому эту общепринятую практику следует рассматривать как конкурирующую (с экономической точки зрения) с локальной генерацией электроэнергии из утилизируемого газа, несмотря на то что избыточные объемы ПНГ могут быть легкодоступны на участке.

При планировании замещения или дополнения источников, используемых в настоящее время для генерации электроэнергии, утилизируемым ПНГ, необходимо выбрать подходящие генераторы. Выбор типа генератора, представленный в деталях ниже, зависит от динамики объемов газа, его качества, характеристик электрических систем, а также потребностей в электроэнергии (и в тепле). Как правило, небольшие и мобильные компактные установки, оборудованные всеми периферийными системами, являются подходящими для поэтапного внедрения мощностей генерации электроэнергии (например, для обеспечения внутренних нужд), с учетом ожидаемых объемов и состава избыточного ПНГ в качестве топлива. Использование мобильных установок на базе трейлеров позволяет перемещать производство энергии на другие участки по мере истощения ресурсов ПНГ. В отличие от них, крупные генерирующие установки комбинированного цикла могут представлять наилучшее с экономической точки зрения решение в местах, где суммарные объемы ПНГ достаточны для стабильного и надежного потока (а также возможно включают ресурсы свободного природного газа). Избыточное электричество при этом можно продавать (ЭЦНДТ 5) в случаях если электроэнергия генерируется больше, чем требуется, и при условии доступа к электросетям.

Газовые двигатели: Газовые двигатели представляют собой двигатели внутреннего сгорания³¹, предназначенные для маломасштабной генерации электроэнергии и требующие минимальной предварительной обработки топливного газа. Типичный размер установки газового двигателя – до 30 МВт³², энергоэффективность составляет до 40-50%³³, и при благоприятных условиях такой двигатель может успешно конкурировать с газовой турбиной. Энергия, выделяемая в виде тепла от процесса сжигания, может быть либо утилизирована в установках комбинированного

производства тепла и энергии, либо рассеяна радиаторами, расположенными вблизи двигателя.

Поршневые двигатели могут работать на смеси газа и дизеля – это называют двухтопливной технологией³⁴. Использование только сухого газа после отделения газоконденсатных жидкостей может обеспечить экономию топлива до 70%, снижая при этом, помимо выбросов ЧУ, также выбросы CO₂ (на 20–30%). Эффективность переоборудованных установок может снижаться, хотя некоторые производители технологий приводят примеры сохранения эффективности на том же уровне³⁵. Кроме того, газодизельный коэффициент 70-95% может достигаться только при очень высоком качестве входного топлива и стабильных, тихих условиях эксплуатации. При обычных условиях достигается газодизельный коэффициент порядка 60–65%. ПНГ может использоваться как топливо непосредственно, после небольшой предварительной обработки (как минимум дегидратации), однако газодизельные смеси с содержанием ПНГ выше 50% вызывают детонацию³⁶ двигателя, а вариативность состава и объемов газа может еще больше затруднять уровень замещения, ограничивая потенциал применения сырого газа в двигателях.

Газовые турбины: газовые турбины относятся к типу двигателей внутреннего сгорания, где сжигание топлива приводит в движение турбину³⁷. Они бывают различных размеров и конфигураций, включая микротурбины, турбины на базе авиадвигателей³⁸, и промышленные газовые турбины. Промышленные газовые турбины, пригодные для типичной утилизации ПНГ в небольших объемах³⁹, обладают мощностью от 5 МВт⁴⁰ и, как правило, достигают энергоэффективности около 30% в одноктактных конфигурациях (без утилизации тепла и вторичной генерации электроэнергии в паровой турбине). ПНГ может также использоваться для производства электричества в небольшого размера микротурбинах и обеспечивать энергией установки небольшой мощности, такие как насосы и компрессоры.

Паровые турбины: В паровой турбине⁴¹ термальная энергия извлекается из находящегося под давлением пара и преобразуется в движение ротора, которое в свою очередь может приводить в движение электрогенератор. Пар может генерироваться в бойлерах с использованием ПНГ в качестве топлива, либо путем рекуперации избыточного тепла обладающих очень высокой температурой отработанных газов, с помощью парогенератора. Паровые турбины, как правило, обладают более сложной конструкцией, чем газовые турбины, и обычно используются только в качестве дополнения, для рекуперации избыточного тепла газовых турбин – такая комбинация известна как генерирующая установка комбинированного цикла.

³¹ Принцип действия двигателей внутреннего сгорания основан на том, что энергия, вырабатываемая при сжигании газа, поворачивает цилиндр внутри двигателя. Цилиндр включает генератор, который производит электричество.

³² <https://www.wartsila.com/energy/learning-center/technical-comparisons/combustion-engine-vs-gas-turbine-advantages-of-modularity>

³³ Там же

³⁴ Принцип действия двухтопливных систем основан на том, что природный газ подается в воздушную смесь, поступающую в дизельный двигатель. В стандартных двухтопливных системах, при подаче газа тщательно контролируются такие параметры, как давление природного газа, давление во всасывающем коллекторе, температура, а также вибрации.

³⁵ <https://cpower.com/PDF/InfoSheets/40.pdf>

³⁶ Октановое число является стандартной мерой эффективности топлива двигателей. Чем выше октановое число, тем больше сжатия выдерживает топливо до воспламенения. Использование топлив с низким октановым числом (такого как ПНГ) может вызывать проблему детонации двигателя.

³⁷ Турбина преобразует кинетическую энергию движущегося газа в механическую энергию: вращающийся вал включает электрогенератор.

³⁸ Эффективные мобильные турбины на базе авиадвигателей являются альтернативным вариантом снижения объемов маломасштабного факельного сжигания, и их возможное применение необходимо тщательно рассматривать наряду с возможностями применения газовых двигателей.

³⁹ ПНГ может сжигаться таким образом, что высокотемпературный газ проходит непосредственно через турбину, вращая ее лопасти и производя электроэнергию.

⁴⁰ <https://docplayer.net/21479036-Industrial-gas-turbines-utilization-with-associated-gases.html>

⁴¹ Паровые турбины являются наиболее старыми и универсальными технологиями получения движущей силы.

Установки комбинированного цикла могут достигать энергоэффективности до 50% выше чем однокатные установки без рекуперации избыточного тепла⁴². Использование дополнительных паровых турбин является экономически выгодным⁴³ только при ограниченных объемах ПНГ (и когда электроэнергетические потребности превышают потенциал ПНГ), или если электричество можно продавать (в случаях когда электроэнергетические потребности выше, чем потенциал однокатных установок)⁴⁴.

Камеры сгорания факельного типа: В камерах сгорания факельного типа тепло сжигаемого на факельной установке газа непосредственно используется для генерации электроэнергии. В таких устройствах, как правило, задействуется обычная факельная горелка с колпачком-термоэлектрогенератором и по сути создается полупроводник, преобразующий тепло в электричество. В то время как такие устройства позволяют генерировать электричество и тем самым снижают зависимость от других источников энергии, факельное сжигание газа при этом все же присутствует. Только дополнительные меры по улучшению конструкции факельной установки (ЭЦНДТ 7) снижают выбросы ЧУ при применении камер сгорания факельного типа.

Топливные элементы: Использование газа в качестве сырья для топливных элементов⁴⁵ считается новым подходом к утилизации попутного газа⁴⁶. Топливные элементы, такие как твердоокисные топливные элементы⁴⁷ являются системами генерации электроэнергии⁴⁸, в которых химическая энергия топлива непосредственно преобразуется в электричество экологически благоприятным образом⁴⁹.

3.2.2 Инвестиционные аспекты

В то время как решение об инвестициях в утилизацию ПНГ для генерации тепла и электроэнергии должно отражать текущую ситуацию, важно отметить, что производственные стратегии, планы разработки месторождений, внешние условия и технологии не являются чем-то постоянным.

Поэтому применимость ПНГ для локальной генерации электроэнергии из утилизируемого газа также может меняться с изменением условий.

Затраты на материалы, сбор компонентов и производство маломасштабных установок по генерации электроэнергии варьируют в широких пределах и зависят от специфичных для участка условий. Стоимость оборудования тем не менее можно оценить на основании известных технологий и требованиям к генерации электроэнергии. Можно предположить, что при требуемой мощности до 5 МВт наиболее подходящим вариантом является газовый двигатель, в том время как в интервале от 5 до 30 МВт и выше – газовые турбины различной мощности⁵⁰. Другие параметры, которые следует учитывать, включают динамику нагрузки (системные требования)⁵¹, затраты в течение жизненного цикла, климатические условия влияющие на эффективность, такие как температура и высота над уровнем моря⁵², требования к обслуживанию⁵³, надежность, эффективность (отношение электрической энергии к тепловой), требования к двухтопливным системам, и в определенных условиях также общую зону обслуживания установки⁵⁴. Многие из этих параметров могут оказывать значительное воздействие на техническую применимость и экономическую выгоду.

Суммарные капитальные затраты (CAPEX) для маломасштабных установок генерации электроэнергии из утилизируемого ПНГ оцениваются в интервале от 1 до 3 миллионов долларов США на МВт⁵⁵ установленной мощности, включая резервный источник питания, подключение к локальной сети (если возможно) и системы контроля⁵⁶. С точки зрения привлекательности, отдавать предпочтение маломасштабной генерации электроэнергии на основе ПНГ следует в ситуациях, когда электричество локальной сети недоступно в качестве альтернативы дизельным электрогенераторам. В определенных условиях, технология может быть привлекательной в качестве замены внешнего снабжение электроэнергией, если потенциал получения энергии из локальной сети ограничен или если цены на электроэнергию/затраты, связанные с факельным сжиганием достаточно высоки.

⁴² <https://www.ge.com/power/resources/knowledge-base/combined-cycle-power-plant-how-it-works>

⁴³ Вследствие более высоких затрат на генерацию 1 кВтч энергии.

⁴⁴ При расположении близком к промышленным зонам, использование газовых генерирующих установок комбинированного цикла можно сделать более выгодным путем продажи пара близлежащим промышленным предприятиям. То же относится и к газовым двигателям с конструкцией для комбинированного производства тепла и электроэнергии. Поставка термальной энергии соседним предприятиям или коммунальным теплоцентралям с помощью развитых систем утилизации энергии и генерации тепла из горячей воды создает дополнительные возможности получения дохода.

⁴⁵ Топливные элементы являются электрохимическими устройствами, преобразующими химическую энергию метана, содержащегося в природном газе, в электричество, путем химической реакции с кислородом (O₂).

⁴⁶ Топливо может быть преобразовано в электричество и тепло с гораздо большей энергоэффективностью чем в других устройствах (при таком же входном объеме топлива).

⁴⁷ Твердоокисные топливные элементы содержат два пористых электрода, разделенных непроницаемым, кислород-ионпроводящим керамическим электролитом. Твердоокисные топливные элементы работают при температурах 600–1000°C. Водород (H₂)-содержащая газовая смесь используется в качестве сырья, а воздух – в качестве окислителя. Высокие рабочие температуры расширяют диапазон потенциальных топлив – таких как (среди прочих) метан, метанол, этанол и биогаз.

⁴⁸ В топливных элементах нет движущихся частей, они обладают высокой энергоэффективностью и временем эксплуатации до 20 лет, тихи, и считаются очень надежными.

⁴⁹ Технология твердоокисных топливных элементов сокращает выбросы CO₂ примерно на 55%. Кроме того, выбросы основных загрязнителей воздуха (NO_x, SO_x, CO, частиц и органических загрязнителей) при этом близки к нулю, как и уровень шума.

⁵⁰ Согласно одному из исследований, с помощью генерации электроэнергии в газовой турбине можно обеспечить получение мощности в 25 МВт из объема газа 4.176 миллионов стандартных кубических футов в сутки.

⁵¹ Если условия работы устройства характеризуются ограниченным количеством рабочих часов или частыми фазами частичной нагрузки (или даже многочисленными остановками и повторными запусками), газовая турбина и/или генерирующая установка комбинированного цикла может быть непригодной для таких условий. В целом, газовые двигатели обладают преимуществом по эффективности однокатной технологии, эффективно работают при частичной нагрузке и обладают коротким периодом отладки при запуске. Снижение рабочей нагрузки (до 25% или ниже) также возможно при необходимости.

⁵² Газовые двигатели менее чувствительны к высоким температурам и высоте над уровнем моря, по сравнению с газовыми турбинами.

⁵³ Затраты на обслуживание газовых двигателей обычно ниже чем затраты на обслуживание турбин, в зависимости от технических параметров.

⁵⁴ При использовании газовых турбин, меньшая общая зона обслуживания, как правило, является выгодной, в отличие от использования установок на базе двигателей.

⁵⁵ На базе обзора опубликованных значений.

⁵⁶ Генерация электроэнергии с помощью двигателей может снизить капитальные и эксплуатационные затраты за счет исключения необходимости в сжигании топливного газа. Низкие требования двигателей к допустимому входному давлению газа (6 бар, по сравнению с 21-40 бар для турбин) снижают как инфраструктурные затраты так и риски.

3.3 ЭЦНДТ 2: Максимально возможное локальное использование – Обратная закачка

Краткое описание

Попутный газ утилизируется из факельной трубы и снова закачивается либо в разрабатываемые пласты для увеличения нефтеотдачи и поддержания давления, либо в другие подходящие, как правило, недалеко расположенные истощенные пласты, для временного или постоянного хранения.

Применимость в Арктике

- Месторождения на поздних стадиях разработки в отдаленных регионах вдали от коммунальной инфраструктуры (газопровода, газоперерабатывающих заводов, электросетей)
- Месторождения вблизи истощенных пластов или других подходящих объектов для обратной закачки (например соляных каверн)
- Разработанные месторождения, где увеличение нефтеотдачи от обратной закачки приносит выгоды в виде продления срока эксплуатации скважины
- Месторождения, где проекты утилизации газа или его преобразования в продукты (GTL, LNG) находятся в стадии близкой к завершению или где утилизация и продажа могут стать экономически выгодными в обозримом будущем

Влияние на выбросы

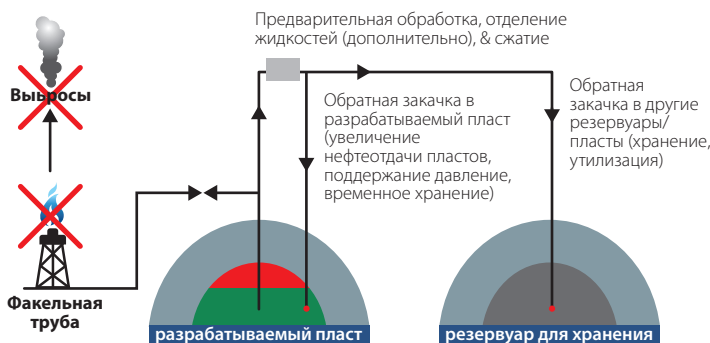
- Значительно снижает выбросы:
 - CO₂
 - ТЧ (включая ЧУ)
 - SO_x
 - тяжелых металлов
- Небольшие выбросы CO₂, от сжигания газа при обратной закачке (компрессоры)

Выгоды

- Обратная закачка в те же пласты может увеличить нефтеотдачу пластов в разработанных месторождениях, приводя к росту добычи нефти и экономической выгоды
- Обратная закачка в другие пласты может использоваться для долгосрочного хранения и последующего использования товара или для уравнивания краткосрочных колебаний динамики добычи

Требования к инфраструктуре

- Оборудование для предварительной обработки газа (в зависимости от состава ПНГ и наличия примесей)
- Дополнительно – оборудование для отделения газоконденсатных жидкостей (ЭЦНДТ 6)
- Компрессоры высокой мощности
- Скважины для закачки (в некоторых случаях – старые, уже разработанные скважины)
- Газопровод и соответствующая инфраструктура (особенно в части транспортировки газа и закачки на других участках)
- Системы менеджмента и мониторинга пластов (особенно для схем увеличения нефтеотдачи)



Общие технические и экономические аспекты

- Возможные сложности с предварительной обработкой газа, включая дополнительные требования (например, содержание H₂S)
- Применимость отделения газоконденсатных жидкостей от ПНГ (ЭЦНДТ 6) и повторной закачки только природного газа (в зависимости от экономической ценности)
- Внедрение только частичной обратной закачки и утилизация оставшегося газа (например, локальное использование, ЭЦНДТ 1)
- Высокие капитальные затраты на инфраструктуру, в особенности глубина целевых пластов и сложность конструкции скважины (необходимость учитывать аспект затрат)
- Объемы газа, которые необходимо закачивать для ожидаемых преимуществ технологии в сравнении с другими решениями для снижения объемов факельного сжигания (необходимость учитывать затраты в сравнении с доходом от увеличения нефтеотдачи пластов или спекулятивной ценностью утилизации хранимого газа при использовании в будущем)
- Географическое местоположение месторождения (например, офшорные месторождения, как правило, более высоки, чем наземные)
- Затраты на сжатие газа для обратной закачки (часть газа используется при этом как топливо)

Аспекты, специфичные для увеличения нефтеотдачи пластов

- Геология и конфигурация пластов (например, смешиваемость, совместимость с пластовыми флюидами, вместимость, доступный объем, податливость закачке, ограничения давления пластов)

- Доход от инвестиций схем увеличения нефтеотдачи пластов (высокая неопределенность относительно эффективности и добавочных объемов нефти)
- Экономическая конкурентоспособность схем увеличения нефтеотдачи пластов в сравнении с альтернативными путями утилизации газа (то есть необходимость изучить доступность и расстояние до газосборных систем)
- Требования к системам менеджмента и мониторинга для анализа поведения газа и его движения к рабочей скважине в нефтяных пластах; потенциальная проблема циклического изменения давления газа)

Аспекты, специфичные для размещения на хранение

- Экономические факторы, стимулирующие размещение на хранение (связанные в основном с экологией, при отсутствии затрат, связанных с факельным сжиганием)
- Экономические факторы, стимулирующие временное хранение (например, ожидаемое улучшение использования транспортных систем, повышение эффективности доставок при ограниченности отвода газа)
- Экономические факторы, стимулирующие долгосрочное хранение (спекулятивная ценность в будущем)
- Более высокие капитальные затраты на инфраструктуру, в особенности в части инфраструктуры, необходимой для обеспечения досягаемости подходящих пластов (которые могут быть расположены на больших расстояниях от факельных установок)
- Влияние не утилизируемого, потерянного газа (часть газа неизбежно остается в пластах и должна учитываться как потери)

Ссылки

- Обратная закачка несмешиваемого газа в нефтяные пласты: https://petrowiki.org/Immiscible_gas_injection_in_oil_reservoirs
- Закачка смешиваемого газа в пласты с естественными разломами – пример: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-132841-MS>
- Основы подземного хранения газа: <https://www.eia.gov/naturalgas/storage/basics/>
- Экономическая оценка увеличения нефтеотдачи пластов: https://www.researchgate.net/publication/245277549_Economic_Evaluation_of_Enhanced_Oil_Recovery

3.3.1 Технические аспекты

Снижение выбросов от факельного сжигания газа может быть успешно достигнуто путем обратной закачки всего или части попутного газа:

- В рабочие пласты для увеличения их нефтеотдачи⁵⁷. Обратная закачка газа в пласты сырой нефти увеличивает давление внутри пластов, в результате чего растет отдача нефти.
- Геологические образования⁵⁸ (подземные резервуары) для временного или постоянного хранения. Обратная закачка газа под землю позволяет полностью избавиться от него либо поместить для долгосрочного или краткосрочного хранения с возможностью последующего использования или продажи.

Обратная закачка ПНГ в рабочие пласты или в другие, в идеальном случае истощенные пласты, в пределах досягаемости от разрабатываемой скважины, требует установок для предварительной обработки⁵⁹, компрессоров, скважин для обратной закачки⁶⁰, и другого вспомогательного оборудования и инфраструктуры. Также требуются системы менеджмента и мониторинга поведения пластов⁶¹, особенно когда газ закачивается в рабочие пласты для увеличения нефтеотдачи. Ценные тяжелые углеводородные жидкости (например, сжиженный нефтяной газ (LPG) или конденсат) могут быть отделены (ЭЦНДТ 6) перед закачкой только оставшегося сухого газа.

3.3.1.1 Увеличение нефтеотдачи пластов

Обратную закачку ПНГ можно применять в качестве механизма увеличения фактора нефтеотдачи⁶² пластов месторождений либо для поддержания давления, необходимого для оперативного производства⁶³. Успешность увеличения нефтеотдачи пластов с помощью обратной закачки ПНГ будет зависеть от различных параметров, включая эффективность вытеснения⁶⁴ и эффективность воздушного охвата⁶⁵ по сравнению с другими закачиваемыми жидкостями (например CO₂ или H₂O⁶⁶). Необходимо отметить, что геология пластов может значительно различаться между регионами Арктики и отдельными месторождениями, и что многие пласты не

подходят для обратной закачки из-за потенциальных проблем, связанных с прорывом газа⁶⁷ и последующих изменений режима добычи нефти – основного источника дохода от разработки нефтяных месторождений.

3.3.1.2 Подземное хранение

Обратная закачка ПНГ в рабочие пласты с целью хранения обычно предпринимается только в случаях, если месторождение находится на поздней стадии разработки и способно вместить определенный объем газа. Неглубокие геологические образования, такие как водоносные горизонты, истощенные пласты, и соляные каверны, расположенные недалеко от разрабатываемых нефтяных месторождений, считаются более подходящей альтернативой для хранения⁶⁸ насыщенного или сухого газа.

3.3.2. Инвестиционные аспекты

Доход на инвестиции при внедрении схем обратной закачки ПНГ зависит главным образом от спекулятивной ценности возросшей или поддерживаемой на том же уровне в течение определенного периода времени добычи нефти⁶⁹. Экономические механизмы стимулирования схем обратной закачки для хранения будут ограничены спекулятивной ценностью сохранения ресурса для потенциального использования в будущем, а также экономическими выгодами от улучшения уравнивания колебаний динамики добычи, повышения эффективности доставок или стабильности запаса газа. Экономия и снижение рисков вследствие предотвращения факельного сжигания также можно представить как экономический стимул. Рост продуктивности при закачке ПНГ может сильно варьировать и в значительной степени зависит от характеристик месторождения и пластов, поэтому обобщенные до уровня всех нефтяных скважин данные отсутствуют.

⁵⁷ Добычу нефти можно подразделить на три этапа: первичная, вторичная и третичная утилизация – последняя также известна как увеличение нефтеотдачи пластов. Первичная утилизация ограничена углеводородами, поднимающимися на поверхность естественным путем и поднимаемыми с помощью искусственных приспособлений, таких как насосные качалки. Для вторичной утилизации применяются закачка воды и газа, которые замещают нефть, вызывая ее движение к поверхности. Третичная утилизация предназначена для дальнейшего увеличения нефтеотдачи и объемов добычи нефти.

⁵⁸ Имеются в виду либо активные рабочие пласты, либо другие подходящие резервуары/каверны.

⁵⁹ Необходимость в установках по предварительной обработке ПНГ может быть очень существенной, в зависимости от его состава.

⁶⁰ В некоторых случаях, закрытые, полностью разработанные скважины путем небольших изменений могут быть преобразованы в скважины для обратной закачки, что снижает затраты на применение данной технологии.

⁶¹ Пласты с активным водонапорным режимом не стоит рассматривать в качестве хороших кандидатов для обратной закачки газа. Кроме того, так как активный водонапорный режим часто поддерживает давление в резервуаре, всегда существует опасность, что при дополнительной закачке газа прикрывающие скальные породы могут быть повреждены, что приведет к утечке газа. Этот риск присутствует и при закачке в истощенные пласты. Для минимизации риска утечки в подобных ситуациях необходимо подробное геомеханическое моделирование.

⁶² https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/r/recovery_factor.aspx

⁶³ Обратная закачка ПНГ не только замедляет спад давления в пластах, но также на своем пути вытесняет нефть, которая перемещается ближе к рабочей скважине.

⁶⁴ Мера того, насколько хорошо ПНГ вытесняет нефть.

⁶⁵ Объем пластов, достигаемый ПНГ.

⁶⁶ Использование ПНГ для увеличения нефтеотдачи пластов может быть менее эффективно, чем закачка воды, так как газ обладает относительно высоким контрастом вязкости по сравнению с нефтью. Однако в хорошо проницаемых месторождениях с высокой колонной и большим углом наклона, отделение нефти с помощью гравитации позволяет использовать закачку ПНГ для увеличения нефтеотдачи. На месторождениях, не обладающих вертикальной проницаемостью или рельефом, необходимым для эффективного отделения нефти с помощью гравитации, компании иногда могут применять метод с использованием боковой силы (как при закачке воды), называемый закачкой распыленного газа (он, вероятно, является более эффективным в тонких пластах с небольшим углом наклона).

⁶⁷ Что может привести к значительному росту газонефтяного фактора и снижению добычи нефти.

⁶⁸ Под хранением может иметься в виду как временное хранение, так и размещение на постоянное хранение.

⁶⁹ Доход на инвестиции в технологии обратной закачки газа для увеличения нефтеотдачи пластов следует рассчитывать с помощью детальной модели пластов, в которой можно оценить ожидаемые с течением времени дополнительные объемы нефти.

3.3.2.1 Капитальные затраты (CAPEX)

Обратная закачка требует значительных компрессионных мощностей и скважин для закачки (возможно нескольких), что в свою очередь подразумевает существенные капитальные затраты⁷⁰. Оценка затрат, как правило, основывается на следующих факторах:

- Необходимое число и сложность скважин для обратной закачки (например, характеристики скважины, тип геологического образования, местоположение, целевая глубина).
- Требуемые мощности компрессоров газа (для приведения давления газа к значению, требуемому для закачки).
- Другая вспомогательная инфраструктура (включая установки по предварительной обработке, электрогенерирующее оборудование, газопровод и другие необходимые установки⁷¹).
- Установки по очистке газа (в зависимости от содержания серы⁷²).
- Системы менеджмента пластов (например, программное обеспечение, отслеживающие устройства).

Суммарные капитальные затраты на скважину в офшорном регионе варьируют в интервале 4.9-8.3 миллионов долларов США, включая средние затраты на оборудование для эксплуатации в размере 2.9-5.6 миллионов долларов США на скважину⁷³, однако следует отметить значительную вариативность затрат между отдельными скважинами. Бурение в офшорных скважинах всегда более затратно, чем в наземных, и ключевыми факторами затрат являются глубина воды, глубина скважины, давление и температура в пластах, размер месторождения и расстояние до берега. Непосредственно процедура бурения вносит гораздо больший относительный вклад в суммарные затраты на офшорных участках добычи, чем на наземных, где прямые и непрямые затраты на бурение составляют всего лишь около 30-40%⁷⁴ суммарных затрат скважины⁷⁵. Средние затраты на бурение и оборудование для эксплуатации офшорных скважин находятся в пределах диапазона 120-230 миллионов долларов США, где значения в верхней части диапазона соответствуют технически трудным установкам в связи с сочетанием глубины воды, глубины скважины, высокой температуры,

высокого давления и геологических особенностей подсолевых структур⁷⁶. По этим причинам, офшорные скважины неизбежно несут более высокие затраты.

3.3.2.2 Эксплуатационные затраты (OPEX)

Эксплуатационные затраты (OPEX) могут быть выражены как процент от CAPEX⁷⁷ или основываться на более детальных оценках по следующим параметрам:

- Требования к энергообеспечению и к компрессорам.
- Общие требования к обслуживанию (например, установки по обработке газа).
- Процедуры по мониторингу и менеджменту пластов.

Эксплуатационные затраты в основном будут связаны с мощностью компрессоров (то есть с требованиями к закачке), которая в свою очередь зависит от глубины скважины, давления и температуры в пластах, размера месторождения и других параметров. Предположительно, на работу компрессоров будет использовано примерно 5-20% ПНГ, расходуемого на энергетическое обеспечение процессов закачки⁷⁸.

С учетом широкого разброса значений между различными участками, невозможно сделать общую, универсальную оценку затрат и выгод, связанных с обратной закачкой газа. Затраты и выгоды могут также зависеть от расположения нефтедобывающего участка, что в особенности касается отдаленных месторождений Арктики, где, среди прочих трудностей, необходимо учитывать непредвиденные обстоятельства и плохо развитую инфраструктуру.

⁷⁰ Затраты, связанные со скважиной для закачки, могут варьировать в широком диапазоне, в зависимости от ряда параметров, в особенности от местоположения и от того, является ли целевое месторождение офшорным или наземным.

⁷¹ Варьируют от месторождения к месторождению.

⁷² А также требований к удалению других примесей в составе ПНГ.

⁷³ <https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/pdf/upstream.pdf>

⁷⁴ Там же

⁷⁵ Затраты на установку буровой вышки составляют 90-95% общих затрат скважины, связанных с бурением и оборудованием для эксплуатации, и включают в себя в первую очередь стоимость работы бурового судна или полупогружных вышек на этапе бурения, оборудование скважины для эксплуатации и другие затраты, связанные с вышкой – например, оплату работы персонала, расходы на топливо, расходные материалы, работу вспомогательных судов и вертолетов, а также на каротаж, цементирование, обеспечение базы продуктами первой необходимости и т.д.

⁷⁶ Там же

⁷⁷ Эксплуатационные затраты связаны с этапом эксплуатации и обслуживания скважины, как правило, состоят из фиксированной и переменной частей и зависят от местоположения участка. Например, в отдаленных регионах Арктики при оценке OPEX необходимо принимать во внимание слабо развитую инфраструктуру и учитывать непредвиденные обстоятельства. Переменная часть эксплуатационных затрат для участков добычи нефти и газа, как правило, пренебрежительно мала в сравнении с общими эксплуатационными затратами из-за низкого энергопотребления. Эксплуатационные затраты любой установки по утилизации газа следует оценивать как долю капитальных затрат (CAPEX), с использованием имеющегося опыта в конкретных географических регионах. Следует использовать значения, типичные для нефтегазодобывающей отрасли (которые будут индикативными для ожидаемых затрат в Арктике). Доля CAPEX может значительно варьировать в зависимости от установки. Провода электропередач и трубопроводы обладают низкими затратами на эксплуатацию и обслуживание, по сравнению с процессными установками; это учитывается в интервалах доли CAPEX. Коэффициенты для оценки эксплуатационных затрат лежат, как правило, в пределах следующих интервалов:

- 1%-4% от CAPEX для трубопроводов и подземных кабелей.
- 4%-7% от CAPEX для наземных участков (за исключением заменяемого оборудования).
- 6%-8% от CAPEX для заменяемого оборудования (например, компрессоров)

Для месторождений с труднодоступным местоположением, эксплуатационные затраты будут находиться в верхней части интервала.

⁷⁸ На основании опыта и результатов исследований Carbon Limits.

3.4 ЭЦНДТ 3: Продажа товарной продукции – Природный газ

Краткое описание

Попутный газ утилизируется из факельной трубы и направляется на предварительную обработку и отделение газоконденсатных жидкостей (ЭЦНДТ 6) до продажи и транспортировки с помощью газопровода, в виде сжатого природного газа (CNG) или сжиженного природного газа (LNG). В зависимости от рыночных требований, газоконденсатные жидкости могут отделяться на том же участке и продаваться отдельно либо направляться на отдельные перерабатывающие предприятия.

Применимость в Арктике

- Регионы с экономически выгодным расстоянием до сетей с природным газом
- Месторождения вблизи существующих перерабатывающих предприятий
- Области вблизи местных рынков сбыта со спросом на энергию (замещение газом других топлив – бензина, дизеля - может представлять потенциал)
- Месторождения расположенные близко друг к другу (достаточно близко для создания кластеров)
- Месторождения недалеко от крупных инфраструктурных проектов (например, сетей газопровода, крупномасштабных LNG проектов)
- Месторождения с доступными путями транспорта товарных CNG/LNG (не покрытыми снегом дорогами, железными дорогами, морскими транспортными путями)

Влияние на выбросы

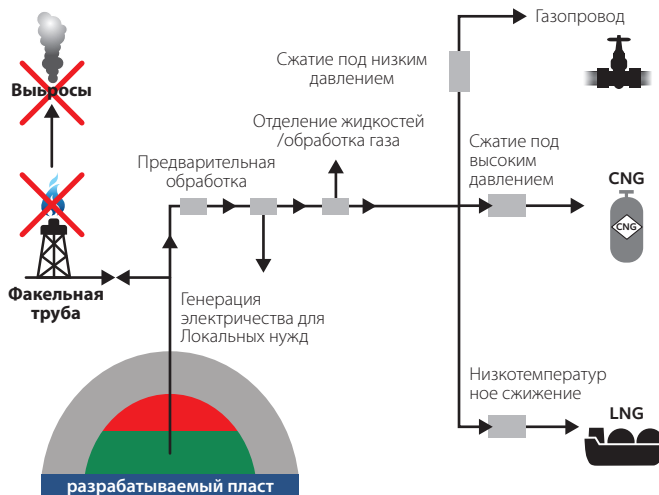
- Значительно снижает выбросы:
 - CO₂
 - ТЧ (включая ЧУ)
 - SO_x
 - тяжелых металлов
- Небольшие выбросы, включая CO₂, возникают в результате некоторых процессов (компрессоры, сжижение газа)

Выгоды

- Максимальное использование ресурсов
- Доход для местного рынка от продаж газа
- Вероятное снижение выбросов CO₂ за счет замещения газом других топлив

Требования к инфраструктуре

- Оборудование для предварительной обработки газа (в зависимости от состава ПНГ и наличия примесей)
- Оборудования для отделения газоконденсатных жидкостей (ЭЦНДТ 6) в зависимости от рыночных требований
- Компрессоры для газопровода
- Компрессорные станции для транспорта CNG, включая баллоны высокого давления (например, установленные на прицепах)
- Установки по сжижению газа для транспортировки как LNG
- Газопровод и соответствующая инфраструктура
- Соответствующие требованиям резервуары для хранения топлив (баллоны для CNG/цистерны для LNG)
- Грузовые краны и другое оборудование для продаж CNG или LNG
- Соответствующие требованиям помещения для хранения и установки для погрузки газоконденсатных жидкостей



Общие технические и экономические аспекты

- Возможные требования к предварительной обработке газа (например, содержание H₂S)
- Возможные требования к отделению газоконденсатных жидкостей (для соответствия спецификациям товарной продукции)
- Доступные для продажи объемы, расстояния до рынков сбыта, стоимость углеводородов
- Капитальные затраты на инфраструктуру сбора и транспортировки (включая доступность и возможность использования уже существующей инфраструктуры, например возможные ограничения пропускной способности газомаршрута)
- Мощности перерабатывающих заводов (потенциальное ограничение необходимости прямых продаж ПНГ при отсутствии на участке установок по отделению газоконденсатных жидкостей)
- Обеспечение потока ПНГ в течение определенного периода времени (влияет на доход от инвестиций и на общие решения, касающиеся инвестиций в определенный метод продаж)
- Сбор рассеянных потоков ПНГ для экономии за счет масштаба (газопровод и инфраструктура CNG и LNG во многих случаях становятся более экономически выгодными при больших суммарных объемах)
- Экономическая целесообразность транспортировки CNG и LNG на продажу в грузовиках, контейнерах или на судах
- Технические аспекты прокладки маршрута газопровода (включая рельеф – например, подводный, подземный, надземный)

Ссылки

- Экспорт LNG, CNG, повторный экспорт и применение природного газа в долгосрочной перспективе: <https://www.energy.gov/fe/2015-lng-export-compressed-natural-gas-cng-re-exports-long-term-natural-gas-applications>
- Обзор утилизации ПНГ: <http://ccsi.columbia.edu/files/2014/03/Overview-APG-Utilization-Study-May-2014-CCSI1.pdf>

3.4.1 Технические аспекты

Продажа товарной продукции на основе природного газа теоретически может привести к полному исключению планового факельного сжигания⁷⁹. Газ может транспортироваться в качестве энергетического ресурса на существующие и новые газоперерабатывающие заводы⁸⁰ в насыщенном⁸¹ состоянии (при условии отсутствия кислотных компонентов⁸²), или на международный рынок как сухой газ, сжатый природный газ (CNG) или сжиженный природный газ (LNG). Продажа газа в сухом состоянии требует его предварительной обработки и отделения присутствующих в ПНГ газоконденсатных жидкостей⁸³ (см. ЭЦНДТ 6) для соответствия требованиям к параметрам газа, транспортируемого по газопроводу, а также транспортируемого как сжатый природный газ (CNG) на судах или как LNG. Выбор способа транспортировки основывается на технических и экономических факторах и не влияет на снижение выбросов ЧУ в результате предотвращения факельного сжигания⁸⁴.

Различают следующие способы транспортировки природного газа с участка нефтедобычи:

- По газопроводу – либо путем использования для ПНГ или природного газа существующих газопроводов для транспортировки на газоперерабатывающие заводы, либо с доставкой непосредственно потребителям (по более обширным газовым сетям).
- Производство сжатого природного газа (CNG), который можно транспортировать на грузовиках, в контейнерах или на судах.
- Производство сжиженного природного газа (LNG), который можно транспортировать с участка на судах (при крупномасштабных продажах) или в контейнерах с помощью дорожного и железнодорожного транспорта⁸⁵ (при продажах меньшего масштаба).

Техническая и экономическая осуществимость вышеперечисленных вариантов транспортировки газа зависит от ряда специфичных для участка нефтедобычи параметров, включая, среди прочего, географическое расположение месторождения, расстояние до рынков сбыта, доступность участка, доступные объемы газа и остаточный ресурс месторождения. Для определения оптимального метода транспортировки для того или

иного месторождения, необходим анализ данного конкретного примера.

3.4.1.1 Процесс транспортировки

До транспортировки ПНГ его необходимо централизованно собрать, обработать и подвергнуть сжатию либо сжижению в соответствии со следующими этапами:

1. **Сбор (и сжатие) газа, поступающего на факельные установки:** Этот начальный этап утилизации газа требуется вне зависимости от метода транспортировки. Во многих случаях, для экономической целесообразности существенно важным является сбор и кластеризация рассеянных потоков ПНГ перед обработкой и сжатием. Сбор газа, поступающего на факельные установки, может составлять заметную часть затрат, если факельные установки находятся достаточно далеко друг от друга, и давление газа невелико.
2. **Предварительная обработка газа:** Как правило, ПНГ требует некоторой предварительной обработки перед транспортировкой. В процессе обработки удаляются примеси (например, H₂S, H₂O), однако уровень очистки зависит от специфичных для участка условий и технических характеристик.
3. **Отделение газоконденсатных жидкостей (ЭЦНДТ 6):** Большинство транспортных спецификаций требуют предварительного отделения газоконденсатных жидкостей. Это также существенно повышает возможности для транспортировки⁸⁶ природного газа. В некоторых случаях возможна транспортировка насыщенного ПНГ непосредственно на газоперерабатывающие заводы или электростанции за пределами участка нефтедобычи. При транспортировке сжатого природного газа, отделение газоконденсатных жидкостей должно в идеальном случае проводиться до сжатия⁸⁷, иначе вероятна потеря жидкостей под высоким давлением⁸⁸.
4. **Выбор метода транспортировки:** После обработки утилизированного факельного газа, последним этапом его подготовки к транспортировке является определение способа транспортировки с участка и требуемых спецификаций выбранного метода⁸⁹:
 - **Газопровод:** Газ может транспортироваться как насыщенный⁹⁰ газ⁹¹ (как правило, на

⁷⁹ Факельное сжигание в целях безопасности является, тем не менее, необходимым для обеспечения безопасности процессов. Газ, направляемый на установки периодического факельного сжигания, как правило, не утилизируется из-за трудностей с обеспечением постоянного потока.

⁸⁰ ПНГ после предварительной обработки также можно непосредственно транспортировать как насыщенный газ по газопроводу для переработки на других предприятиях (например, на газоперерабатывающих заводах в пределах досягаемости от участка нефтедобычи). Этот вариант может быть практически осуществимым для офшорных нефтяных месторождений. Необходимо оценить условия предотвращения потерь жидкостей, и этот вариант таким образом реализуется в основном для транспортировки на короткие расстояния (то есть на газоперерабатывающие заводы, расположенные поблизости).

⁸¹ ПНГ с высокой долей газоконденсатных жидкостей (как правило, с содержанием метана менее 85% и высокой долей этана, пропана, бутана и других более сложных углеводородов).

⁸² Обладают высокой коррозионной способностью по отношению к газопроводам, оборудованию и другим элементам инфраструктуры.

⁸³ В результате отделения газоконденсатных жидкостей от потоков насыщенного ПНГ можно получать другие товарные продукты, включая LPG и конденсаты.

⁸⁴ Тем не менее, выбросы от реализации выбранной технологии (включая выбросы ЧУ) различаются в зависимости от выбранного типа транспортировки.

⁸⁵ https://www.alaskarailroad.com/sites/default/files/Communications/2016_LNG_Transport_Demo_Project.pdf

⁸⁶ Возможности транспортировки газа, в котором отсутствуют жидкие углеводороды, существенно выше – например, можно использовать газопроводы, в которых потери жидкости иначе могут вызвать существенные сложности.

⁸⁷ При давлении сжатого природного газа в баллоне менее 200–275 бар, газоконденсатные жидкости переходят из газового состояния в жидкое, что вызывает осложнения.

⁸⁸ Как часть процесса охлаждения.

⁸⁹ В зависимости от оценки осуществимости проекта и подходящих технических и экономических параметров. Применимость метода может различаться между участками нефтедобычи.

⁹⁰ ПНГ, очищенный от примесей, но не от жидких углеводородов.

⁹¹ Необходимо тщательно учитывать все возможные факторы при транспортировке ПНГ, содержащего углеводородные жидкости. При повышении давления, газоконденсатные жидкости могут переходить из газового состояния в жидкое и вызывать осложнения в работе газопровода. Технологам необходимо тщательно оценить вероятность этого процесса.

перерабатывающий завод за пределами участка нефтедобычи⁹²) либо как сухой газ после отделения газоконденсатных жидкостей на том же участке. Сухой газ, после обработки на участке для соответствия требованиям транспортировки по газопроводу, может быть внедрен в существующую газовую сеть, в то время как насыщенному газу сначала необходимо пройти промежуточную обработку на газоперерабатывающем заводе в другом месте.

- Как CNG: После удаления примесей (включая H₂O) и, как правило, отделения газоконденсатных жидкостей, газ перед транспортировкой сжимается и помещается в оптимальные для транспортировки баллоны⁹³. Требуемая степень сжатия⁹⁴ и охлаждения различаются в зависимости от качества исходного газа, спецификаций транспортировки и других параметров. Масштаб установок по производству сжатого газа (CNG), как правило, невелик по сравнению с относительно крупномасштабными установками по производству LNG. CNG можно хранить⁹⁵ и транспортировать за пределы участка в баллонах под высоким давлением⁹⁶ с помощью различных транспортных средств, включая трейлеры (дорожный транспорт), контейнеры (дорожный или железнодорожный транспорт), специализированные баржи (для транспортировки на небольшие расстояния по рекам, озерам или морям) и суда (морские маршруты на более дальние расстояния).
- Как LNG: сжижение газа увеличивает в первую очередь возможности его дальнейшей транспортировки, особенно на большие расстояния. Газоконденсатные жидкости, как правило, отделяются до процесса сжижения либо в процессе охлаждения. Газ с самого

начала обработки проходит через несколько этапов охлаждения путем непрямого теплообмена с одним или более охладителями⁹⁷, посредством чего газ постепенно охлаждается до температуры полного сжижения. Находящийся под давлением LNG затем расширяется и переохлаждается в один или несколько этапов, для улучшения его хранения под давлением немного выше атмосферного⁹⁸. Образующиеся пары газа повторно используются в том же процессе либо могут использоваться для обеспечения тепловой энергией других производственных процессов нефтегазодобычи. На участках требуется наличие достаточного количества цистерн для хранения LNG⁹⁹, для обеспечения постоянного уровня утилизации поступающего газа (то есть для хранения достаточно большого объема газа до транспортировки следующей партии, что, как правило, происходит каждые несколько дней).

3.4.1.2 Сравнение способов транспортировки

Газопроводы широко используются¹⁰⁰ для транспортировки ПНГ с участков нефтедобычи с достаточным остаточным ресурсом месторождения и рассматриваются как долгосрочное решение¹⁰¹ для утилизации факельного газа. Наиболее применимым этот вариант является там, где объемы газа достаточны и постоянны с течением времени и где транспортировка по трубам более экономически выгодна и технически осуществима, чем другие альтернативы. Однако в зависимости от местоположения месторождения и условий рельефа¹⁰², строительство газопровода может занять значительное количество времени, включая время,

⁹² Договоренности между компаниями добывающей отрасли и газоперерабатывающими заводами являются важным фактором, который необходимо учитывать при оценке вариантов утилизации газа. Существует определенный дисбаланс между компаниями добывающей отрасли, особенно небольшими, и крупными газоперерабатывающими заводами, которые предлагают относительно низкие цены на ПНГ, с учетом объемов содержащихся в нем газоконденсатных жидкостей. Это должно мотивировать выбор компаниями добывающей отрасли более долгосрочных вариантов утилизации газа вместо подключения «зрелых» скважин (с периодом разработки более года) к газосборным системам совместно с более новыми скважинами. Скважины на поздней стадии разработки довольно часто выводятся из эксплуатации, в результате чего возникают вынужденные отключения сети и факельное сжигание на подсоединенных скважинах. Как правило, существует ряд ключевых критериев для определения осуществимости и выбора оптимальной технологии утилизации газа для определенной скважины, которая пока не подключена к газосборной системе.

⁹³ В соответствии со спецификациями баллонов для CNG.

⁹⁴ CNG, как правило, сжимается до давления 3000–4000 фунтов на квадратный дюйм (200–275 бар). Требуемая степень сжатия зависит от давления и качества исходного газа.

⁹⁵ Решения для хранения CNG – это например, трейлеры, контейнеры или баржи.

⁹⁶ Как правило, для транспортировки CNG используются баллоны из специализированной стали или композитов, но в последнее время появляются новые разработки в области систем транспортировки (например, катушечные системы, где стальные катушки собраны в виде кольцевой конфигурации, что позволяет избежать необходимости в вентилиях и соединениях между отдельными баллонами).

⁹⁷ Требуется предварительная обработка ПНГ для удаления H₂O, H₂S, CO₂, конденсатов и других компонентов, которые могут замерзнуть. Газ подвергается многоэтапному охлаждению, обычно в криогенных охлаждающих контурах и основном ожигателе или в дистилляционных колоннах, до сжижения (при температуре около -162°C). В данном процессе образуются также газоконденсатные жидкости. LNG направляется в цистерны для хранения до транспортировки, которая осуществляется периодически с использованием подходящих емкостей. Благодаря плотности LNG, его особенно удобно хранить в больших количествах и транспортировать на очень большие расстояния, в регионы где этот вариант является менее дорогим, чем газопровод или доставки CNG.

⁹⁸ Так как сжижение LNG требует значительных энергетических затрат на охлаждение, системы охлаждения представляют значительную часть LNG установок. Разработано большое число процессов сжижения, различия в которых обусловлены в основном задействованным типом охладительного цикла. Наиболее широко распространенные технологии получения LNG – это CoP процесс, процесс со смешанными хладагентами с предварительным охлаждением пропаном, и единый процесс со смешанными хладагентами. В CoP процессе, ранее известном как «оптимизированный каскадный LNG процесс Phillips», чистые хладагенты используются в комплексной каскадной системе. Процесс характеризуется высокой эффективностью и надежностью. Запаянные алюминиевые теплообменники используются для нагревания зоны теплообмена, что делает установку устойчивой и легкой в управлении и обслуживании. Наиболее часто используемые хладагенты – пропан, этилен и метан. В процессе со смешанными пропановыми хладагентами с предварительным охлаждением эффективно в едином цикле используется многокомпонентная смесь углеводородов, состоящая, как правило, из пропана, этана, метана, иногда с дополнением более легких компонентов. Крупный спиралевидный теплообменник используется для большей части зоны теплообмена. Отдельный цикл охлаждения пропаном используется для предварительного охлаждения природного газа и смеси хладагентов до примерно -35°C. В едином процессе со смешанными хладагентами, в многокомпонентной смеси используются более тяжелые углеводороды, например бутаны и пентаны, и исключен цикл предварительного охлаждения пропаном. Согласно ConocoPhillips, «в процессе представлена простота единичного сжатия, что дает преимущества небольшим LNG установкам».

⁹⁹ LNG хранится в цистернах с двойными стенками при атмосферном давлении. Цистерны для хранения представляют собой внутреннюю цистерну в наружной цистерне, разделенные изоляционным материалом. Внутренняя цистерна, находящаяся в непосредственном контакте с LNG, изготовлена из материалов, подходящих для криогенной техники и конструкций погрузок LNG. Эти материалы включают 9% никелированной стали, алюминий, и преднапряженный железобетон. Внешняя цистерна, как правило, изготовлена из углеродистой стали.

¹⁰⁰ В зависимости от расстояния до потребителей газа.

¹⁰¹ При доступности труб с потенциалом для внедрения.

¹⁰² Особенности рельефа могут затруднить строительство.

необходимое для согласования «прав провоза» и выдачи разрешения на строительство¹⁰³.

Транспортировка газа в виде CNG позволяет обойти требования, связанные с газопроводами, и возможно является более практичным и осуществимым решением там, где дорожная (и железнодорожная) инфраструктура хорошо развита и легкодоступна круглый год. Сухой газ, сжатый и помещенный в баллоны/контейнеры, является транспортабельным¹⁰⁴ и мобильным, и потому рассматривается как быстрое и/или временное решение¹⁰⁵ для утилизации факельного газа. Это также может являться постоянным решением для месторождений с незначительным остаточным ресурсом и суточными объемами газа. Одним из преимуществ транспортировки газа в виде CNG по сравнению с газопроводами является то, что необходимое оборудование и инфраструктуру можно переместить на другие участки по мере истощения ресурсов месторождения¹⁰⁶.

Хранение CNG на участках нефтедобычи (например, на трейлерах), может являться частью проекта по транспортировке газа¹⁰⁷, однако конечной целью должен быть постоянный оборот¹⁰⁸ транспортируемого газа для максимизации эффективности транспортировки и минимизации хранения на участке. Транспортировка газа как CNG, особенно на грузовиках/трейлерах и в контейнерах, является отработанным и доступным решением. Доступны также решения для морского способа транспортировки, и в настоящее время разрабатываются¹⁰⁹ и тестируются новые технологические решения¹¹⁰ в данной области; однако возможности транспортировки по океану в Арктике ограничены вследствие его недоступности для судоходства в течение нескольких месяцев в году. Поэтому техническая осуществимость транспортировки CNG в определенном регионе не всегда однозначна и в ряде обстоятельств может быть сопряжена со значительными неопределенностями в оценках затрат (раздел 3.4.2).

Инфраструктура утилизации газа в виде LNG по своему характеру более сложна, чем инфраструктура для CNG, и исторически применялась в основном для крупномасштабных проектов, с использованием газа крупных одиночных месторождений. Крупномасштабные установки LNG стоят миллиарды долларов, требуют крупных и постоянных потоков входного газа (как правило, не обеспечиваемых ПНГ), и разработка таких проектов занимает годы, иногда десятилетия. По этим причинам LNG обычно не рассматривается как подходящее решение для утилизации факельного газа. Однако установки LNG небольшого масштаба становятся все более и более коммерчески доступными и представляют собой

технически осуществимую альтернативу утилизации ПНГ, особенно с учетом отработки технологии с течением времени и соответствующего снижения затрат.

С развитием технологий, установки LNG небольшого масштаба¹¹¹ все больше представляют собой относительно быстрое решение для транспортировки факельного газа на локальные рынки сбыта, являясь тем самым практически осуществимой альтернативой CNG¹¹². Значительная часть выбросов ЧУ происходит от небольших, но многочисленных факельных установок (рисунки 3 и 4), и внедрение проектов LNG небольшого масштаба может быть потенциальной альтернативой для многих участков с факельным сжиганием, ранее считавшихся безальтернативными по причинам технического характера (глубина воды, подводный рельеф) либо испытывающими долгосрочные экономические трудности с газопроводами (связанные в основном с остаточным ресурсом месторождения и доступными объемами газа). Кроме того, небольшие установки по производству LNG повышают возможности транспортировки природного газа¹¹³ по сравнению с газопроводами¹¹⁴. При наличии трансграничных барьеров, дальнейшее исследование нетрубопроводных способов транспортировки, таких как небольшие установки LNG или CNG, часто является вполне оправданным.

Помимо тщательного взвешивания и анализа технической и экономической осуществимости способов транспортировки в отношении отдельных месторождений, необходимо также рассматривать вариант совместного использования ресурсов нескольких различных месторождений (например, кластеризацию ПНГ для достижения объемов газа, достаточных для реализации крупных проектов¹¹⁵ или комбинирование природного газа из ПНГ с источниками свободного природного газа в пределах досягаемости для совместной разработки более экономически выгодных крупномасштабных проектов)¹¹⁶.

3.4.2 Инвестиционные аспекты

При оценке экономической осуществимости транспортировки утилизируемого ПНГ необходимо принимать в расчет стоимость газа (то есть доход от его реализации), доступные с течением времени объемы газа и другие затраты, специфичные для данного конкретного участка. Необходимо провести сравнительную оценку доступных способов транспортировки (например, CNG и небольшой установки LNG). Пригодность каждого из методов зависит также от доступности месторождения (то есть доступности транспортных средств, погодных условий), расстояния до потребителей и связанных с расстоянием

¹⁰³ В зависимости от времени, необходимого для выдачи разрешений и для строительства газопровода, CNG часто является более быстрым решением.

¹⁰⁴ В особенности на короткие расстояния.

¹⁰⁵ Например, до прокладки газопровода.

¹⁰⁶ На этапе оценки инвестиций необходимо учитывать возможное репозиционирование и повторное использование оборудования.

¹⁰⁷ В зависимости от требований к количеству реализованного товара и от экономической эффективности.

¹⁰⁸ Под постоянным оборотом понимается постоянная выгрузка CNG в новые трейлеры, контейнеры, баржи или суда по мере транспортировки предыдущих партий, с последующим возвращением их на участок для очередной загрузки CNG.

¹⁰⁹ Особенно с учетом снижения затрат.

¹¹⁰ Многие решения для маломасштабной транспортировки CNG по морю в настоящее время находятся в стадии разработки и будут коммерчески доступны в обозримом будущем.

¹¹¹ <https://www.strategyand.pwc.com/reports/small-going-big>

¹¹² В зависимости от месторождения.

¹¹³ Около 1/600 объема природного газа в газообразном состоянии.

¹¹⁴ И по сравнению с CNG в случаях транспортировки на большие расстояния.

¹¹⁵ Удельные затраты снижаются при увеличении масштаба, т.е. экономия за счет масштаба.

¹¹⁶ Потребуется проектно-специфичный анализ осуществимости проекта.

затрат, и потенциальной стоимости газа по сравнению с требуемыми инвестиционными затратами¹¹⁷. Необходимо сделать подробный расчет дохода на инвестиции для каждого из рассматриваемых способов.

Помимо таких факторов как количество и доступность газа, его состав и в особенности его ценность в качестве материала на промежуточном рынке сбыта являются критичным для выбора стратегии транспортировки. В некоторых случаях, более экономически выгодной является транспортировка сухого газа, в то время как в других случаях более практичный и экономически целесообразный вариант – это транспортировка ПНГ с последующей обработкой и преобразованием в другие углеводородные продукты (ЭЦНДТ 4) или электричество (ЭЦНДТ 5) на предприятиях перерабатывающей отрасли.

Для отдельной скважины, расположенной вблизи рынков сбыта или существующей инфраструктуры, инвестиции в сбор газа являются предпочтительными. Утилизация и транспортировка попутного газа может принести дополнительный доход компаниям, так как газ можно продавать третьим сторонам в виде сырого ПНГ, CNG или LNG (а также в виде LPG и конденсатов).

3.4.2.1 Газопровод

Расстояние до потребителей и элементы инфраструктуры газопровода, включая требования к компрессорам, являются наиболее значительными факторами при оценке капитальных затрат на газопровод¹¹⁸. Компрессорные станции (также называемые насосными станциями) – это установки, которые помогают транспортировать природный газ из одного места в другое и необходимые для поддержания постоянного давления в газопроводе на отрезках 60-160 километров. Необходимое число компрессорных станций зависит от рельефа и от числа скважин вблизи газопровода. При частых изменениях рельефа и большом числе соединяемых газопроводом скважин необходимо большее количество компрессорных станций¹¹⁹.

Давление в компрессорных станциях, как правило, обеспечивается за счет турбин, моторов или двигателей, и размер и число компрессоров (то есть насосов) варьирует в зависимости от диаметра трубы и перемещаемых объемов газа. Центрифужные или поршневые компрессоры, как правило, работают на природном газе из газопровода, но могут также работать за счет высоковольтного электромотора. Требования к мощности оборудования зависят от производительности компрессора, на которую в свою очередь влияют расположение, расстояние

транспортировки, объем, давление и другие параметры. Средние удельные затраты составляют 300–2000 долларов США на лошадиную силу мощности, основную часть чего составляют затраты на материал¹²⁰ (около 50% суммарных затрат)¹²¹.

Основным определяющим параметром технической и экономической ценности компрессора является его эффективность, определяемая как стоимость топлива, потребленного для переноса газа с участка давления на входе на участок давления на выходе. Говоря техническим языком, это высокая тепловая эффективность (или низкий удельный расход теплоты на работу) драйвера и высокая адиабатическая эффективность компрессора. Эффективность компрессора будет определять стоимость топливных расходов установки в определенных условиях работы.

Также необходимо отметить, что стоимость топливного газа – это не то же самое, что итоговая рыночная стоимость транспортируемого газа. Топливные затраты будут зависеть от соотношения тарифов на топливо и на транспортировку, а также от того является ли компания-оператор газопровода владельцем транспортируемого газа (в таком случае топливные затраты являются внутренними эксплуатационными затратами) либо она просто транспортирует газ, принадлежащий другой компании. В большинстве установок, где оператор является и владельцем газа, топливные затраты могут составлять до двух третей годовых эксплуатационных затрат.

Количество газа, используемое как топливо для компрессоров и транспортировки по трубе, сильно варьирует, но, как правило, находится в пределах интервала 2–10% от объема транспортируемого газа¹²².

Ключевыми факторами затрат на строительство газопровода¹²³ являются диаметр трубы, рабочие давления, расстояния и рельеф. Другие факторы, такие как климат, стоимость рабочей силы¹²⁴, степень конкуренции компаний-подрядчиков, положения о безопасности, плотность населения, права землепользования, также могут вызывать значительные различия затрат на строительство между регионами. Эксплуатационные затраты на газопровод варьируют в основном в зависимости от требований к компрессорам, для работы которых необходимо значительное количество топлива; однако для работы компрессоров можно использовать часть утилизируемого газа.

Так как большинство факельных установок в Арктике сжигают небольшие объемы газа (<5 миллионов стандартных кубических футов в сутки), в большинстве

¹¹⁷ Инвестиционные затраты на транспортную инфраструктуру варьируют в широких пределах и в конечном итоге зависят от нескольких факторов, включая способ транспортировки, объемы газа, географическое местоположение планируемой инфраструктуры, расстояние до рынков сбыта, и других факторов.

¹¹⁸ Так как транспортировка по газопроводу является менее сложным процессом, чем например транспортировка в виде LNG, снижение затрат является менее впечатляющим. Тем не менее, были достигнуты существенные улучшения в оптимизации конструкции проектов, что привело к снижению затрат на материалы и сокращению времени строительства.

¹¹⁹ <https://www.hindawi.com/journals/ijrm/2012/715017/>

¹²⁰ Капитальные затраты проекта состоят из затрат на закупку оборудования и затрат на его установку. Затраты на закупку включают в себя стоимость драйвера и компрессора, их основания, а также систем требующихся для их функционирования, включая фильтры, кулеры, приборы, вентили и в случае поршневых компрессоров – глушители пневматической пульсации. Также необходимо принимать в расчет необходимость резерва, связанного с капитальными и эксплуатационными затратами и с вводом в эксплуатацию.

¹²¹ https://www.researchgate.net/publication/275590240_Pipeline_compressor_station_construction_cost_analysis

¹²² На основании опыта и собственных оценок Carbon Limits.

¹²³ При подготовке технико-экономического обоснования проекта особенно важно учитывать требования к размерам трубы. Во многих случаях, критическим фактором для экономической целесообразности является конструкция трубы, позволяющая максимизировать уровень утилизации газа и использовать высокий уровень нагрузки.

¹²⁴ Локальные экономические условия, в особенности стоимость рабочей силы, могут быть существенным фактором, зависящим от местоположения месторождения.

случаев транспортировка ограничена расстояниями в пределах 15–25 километров. Оценки капитальных затрат CAPEX для проекта снижения объемов сжигания в небольшой факельной установке на маргинальном месторождении находятся в интервале 0.3–2.5 миллионов долларов США на миллион стандартных кубических футов в сутки¹²⁵.

3.4.2.2 Сжатый природный газ (CNG)

Вариант транспортировки газа в виде CNG следует тщательно изучить в случаях наземных месторождений, где на факельных установках сжигаются небольшие объемы ПНГ, остаточный ресурс ограничен, и расстояние до рынков сбыта невелико. Для офшорных месторождений, транспортировка по морю может представлять собой экономически привлекательную альтернативу, если небольшие объемы газа необходимо транспортировать на короткие расстояния¹²⁶. CNG также имеет экономическое преимущество над газопроводом в том, что во многих случаях сжатый газ продается¹²⁷ непосредственно конечным потребителям¹²⁸, часто по более высокой цене, чем газ поставляемый оптом.

В то время как стоимость доставленного CNG зависит от специфичных для проекта условий, этот вариант считается экономически целесообразным для наземных месторождений с объемами газа до 5–15 миллионов стандартных кубических футов в сутки и расстояниями до 800 километров¹²⁹. Транспортировка CNG также может быть более подходящим чем газопровод вариантом для месторождений с гибкими возможностями, малыми объемами газа (>0.2 миллионов стандартных кубических футов в сутки) и расстояниями транспортировки в интервале 15–200 километров.

Первые проекты транспортировки CNG с офшорных месторождений¹³⁰ были недавно внедрены для участков с короткими расстояниями и там, где транспортировка по газопроводу оценена как нецелесообразная по ряду технических и экономических причин. Транспортировка CNG на морских судах¹³¹ заполняет пробел между вариантами газопровода и транспортировки в виде LNG, и считается экономически целесообразной¹³² при расстояниях до рынков сбыта до 2500 километров.

Проектная¹³³ вместимость¹³⁴ судов находится в интервале 75–1000 миллионов стандартных кубических футов¹³⁵.

Инвестиционные затраты, связанные с транспортировкой CNG как с наземных так и с офшорных месторождений, зависят в основном от условий месторождения, которые могут значительно варьировать между участками. Для небольших наземных проектов, оценки затрат находятся в интервале 4–5 миллионов долларов США на миллион стандартных кубических футов в сутки (+дополнительно 0.2% на километр). Эксплуатационные затраты связаны в основном с транспортом и потенциальными требованиями к обеспечению теплом (например, при погрузке или для поддержания работы систем распределения тепла), но также с количеством энергии, потребляемым для сжатия газа до 200–250 бар. На сжатие может расходоваться 3–7%¹³⁶ природного газа, подвергаемого сжатию, но эта цифра варьирует в зависимости от входного давления, объемов газа, и таким образом от требуемой мощности компрессора¹³⁷. Необходимо подчеркнуть, что эксплуатационные затраты, как правило, очень специфичны для конкретных участков. С учетом сложных климатических условий в Арктике и технических вопросов, связанных с транспортом, при рассмотрении данного способа транспортировки необходим детальный анализ.

Перевозка CNG на грузовиках является пригодным вариантом в случаях, если это позволяют технические и географические условия. Аутсорсинг перевозок CNG на грузовиках позволяет нефтяным компаниям избежать прямых капитальных инвестиций и в то же время получать доход от транспортировки газа, который иначе сжигался бы на факельных установках. Варианты лизинга и аренды являются гибкими, однако доступ к рынкам сложен, и формулировки промежуточных договоров касательно «насыщенного газа»¹³⁸ не всегда очевидны и легкодоступны. Разработка и внедрение стратегий по отделению газоконденсатных жидкостей и поставкам газа в виде CNG может быть более экономически целесообразным решением, чем ожидание подключения к системе сбора газа, ограниченной недостатком мощности и резкими изменениями объема, состава и давления входного газа.

¹²⁵ На основании собственных данных и исследований Carbon Limits.

¹²⁶ По отношению к другим вариантам транспортировки.

¹²⁷ В зависимости от лицензирования, регламентации рынка и других факторов. Как правило, для оценки экономической осуществимости и внедрения механизмов продаж непосредственно конечным потребителям, следует использовать специально предназначенное для этой цели транспортное средство. Возможны различные варианты организации данного процесса, такие например как продажа газа установкам CNG, что позволяет не смешивать бизнес-модели.

¹²⁸ Особенно в случаях, когда газ обладает более высокой ценностью для конечных потребителей (возможно, замещая более дорогое топливо для генерации электроэнергии) или там где оптовые цены на газ для транспортировки по газопроводу низки по сравнению с его стоимостью для конечного потребителя. Этот вариант требует детального анализа экономических параметров, а также форм регулирования при продажах CNG.

¹²⁹ <http://documents.worldbank.org/curated/en/210571472125529218/text/104200-V2-WP-CNG-commercialization-PUBLIC-Main-report-REPLACEMENT.txt>

¹³⁰ 25 января 2016 года первое в мире судно для перевозки CNG, Jayanti Varuna, было спущено на воду. Корабль транспортирует газ с офшорных месторождений Индонезии в провинции Восточная Ява на остров Ломбок, что весьма выгодно для отдаленных поселений острова, снабжать которые газом с помощью газопровода экономически нецелесообразно.

¹³¹ Использование CNG в более широких масштабах еще не является коммерчески осуществимым вариантом, но исследуется некоторыми компаниями как экономически целесообразная альтернатива широкомасштабным проектам LNG.

¹³² Расстояние до рынков сбыта влияет на проектную вместимость кораблей для транспортировки CNG, и любой проект по утилизации газа должен учитывать тот факт, что для максимизации эффективности перевозок необходимо обеспечить постоянный оборот, то есть задействовать несколько кораблей.

¹³³ Многие производители технологий все еще находятся на этапе «перспективной концепции».

¹³⁴ В зависимости от конструкции и дизайна корабля или баржи.

¹³⁵ <http://documents.worldbank.org/curated/en/210571472125529218/text/104200-V2-WP-CNG-commercialization-PUBLIC-Main-report-REPLACEMENT.txt>

¹³⁶ На основании опыта и собственных оценок Carbon Limits.

¹³⁷ Размер и эффективность компрессоров варьируют в зависимости от объемов сжимаемого газа.

¹³⁸ В то время как существуют варианты транспортировки насыщенного CNG, обычно рыночные спецификации определяют требования к составу газа. Как правило, CNG содержит только природный газ, а газоконденсатные жидкости отделяются заранее.

3.4.2.3 Сжиженный природный газ (LNG)

В то время как традиционные крупномасштабные проекты LNG не рассматриваются как подходящий вариант утилизации ПНГ, успешно развивающиеся технологии маломасштабных установок LNG предоставляют новые возможности утилизации небольших объемов ПНГ¹³⁹. Маломасштабная производственная цепочка LNG практически идентична крупномасштабной и отличается только размером. Еще одно различие проявляется в том, что при небольших объемах ПНГ становится вполне осуществимой его транспортировка с помощью трейлеров, контейнеров, барж и небольших кораблей (как и в случае с транспортировкой CNG), а не только на крупных и относительно дорогих специально предназначенных для перевозки LNG судах. Такие установки доступны в форме модулей и могут перерабатывать входной объем газа 1–40 миллионов стандартных кубических футов в сутки и производить 0.01–0.3 миллионов тонн LNG в год¹⁴⁰. Оценки капитальных затрат CAPEX коммерчески обоснованных технологий¹⁴¹ варьируют в интервале 4–25 миллионов долларов США на миллион стандартных кубических футов в сутки – это относится к мини-установкам LNG, производящим 1–15 миллионов стандартных кубических футов в сутки¹⁴². Сжижение газа требует снижения температуры газового потока до -173°C и считается очень энергетически-интенсивным процессом, потребляющим 5–15%¹⁴³ газа, преобразуемого в LNG. Важно также отметить, что в процессе регазификации также будет расходоваться энергия на этапе конечного потребления, однако в значительно меньших объемах, чем при процессе сжижения.

Маломасштабные проекты LNG рассматриваются в качестве альтернативы транспортировке в виде CNG во многих случаях, и необходимо проводить сравнительную оценку этих двух способов, учитывая их экономические выгоды, техническую осуществимость и время подготовки к внедрению. Также необходимо принимать в расчет экологические аспекты, включая любые выбросы от потребления энергии каждой из технологий.

¹³⁹ В последние десятилетия большие усилия были направлены на миниатюризацию и стандартизацию установок LNG, для того чтобы сделать их легко воспроизводимыми и масштабируемыми за счет гибких размеров – в целях соответствующего снижения затрат. Учитывая то, что одна метрическая тонна LNG соответствует примерно 50 тысячам кубических футов природного газа, можно путем экстраполяции оценить необходимость производственной мощности уменьшенной установки в сложных условиях утилизации нефтяного газа в 5–50 метрических тонн LNG в сутки. Наилучшим сценарием в этом случае является наличие нескольких очень продуктивных скважин в отдаленном регионе, с перспективой разработки новых скважин, которые снабжали бы мини-установку LNG мощностью как минимум 1000–5000 миллионов кубических футов в сутки. Это потребовало бы больших пространств для хранения, и необходимости выведения продукта на рынок в самых лучших местах. Наихудший сценарий включает в себя цены на LNG ниже ожидаемых, компанию, инвестировавшую в установку слишком большого масштаба и промежуточную доставку с помощью грузовиков, и недостаток опыта в вопросах эксплуатации и обслуживания.

¹⁴⁰ <https://www.geoilandgas.com/sites/geog/files/ge-small-scale-liquefied-natural-gas-plants-guide.pdf>

¹⁴¹ <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/25919/112131.pdf?sequence=4&isAllowed=y>

¹⁴² Там же

¹⁴³ Согласно опыту и результатам исследований Carbon Limits.

3.5 ЭЦНДТ 4: Продажа товарной продукции – Жидкие углеводородные продукты

Краткое описание

Попутный газ утилизируется из факельной трубы и направляется на предварительную обработку и отделение газоконденсатных жидкостей (в зависимости от состава и технологии) и затем преобразуется путем одного из производственных процессов Gas-to-Liquid («газ в жидкость», GTL), Gas-to-Chemical («газ в химикат», GTC), или аммиачного процесса (NH₃) в ценный углеводородный жидкий продукт, включая такие как дизель, бензин, авиатопливо, метанол или сельскохозяйственные удобрения.

Применимость в Арктике

- Регионы вдали от сетей газопроводов (ЭЦНДТ 3) или электросетей (ЭЦНДТ 5), но с локальным спросом на жидкие топлива, метанол или аммиак¹⁴⁴
- Регионы с особенно высокой стоимостью продукции (дизеля, бензина и т.д.)
- Регионы с ресурсом воды для генерации пара (часто встречаются в Арктике)
- Отдаленные и/или офшорные арктические месторождения - кандидаты для новых маломасштабных технологий GTL/GTC

Влияние на выбросы

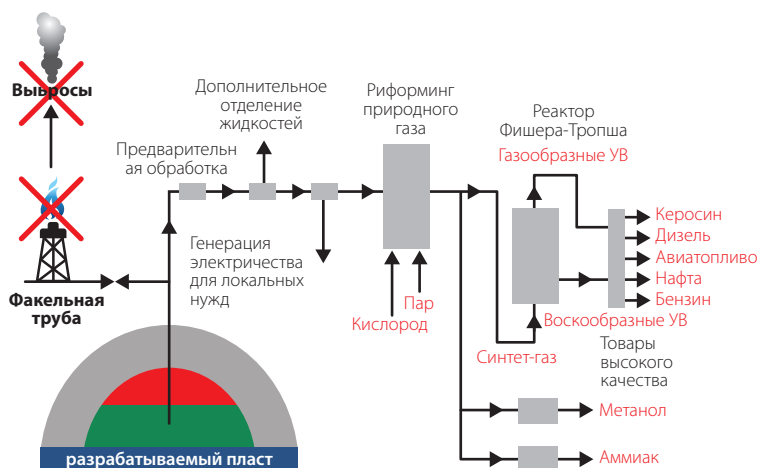
- Значительно снижает выбросы:
 - CO₂
 - ТЧ (включая ЧУ)
 - SO_x
 - тяжелых металлов
- Повышает выбросы CO₂ от дополнительных производственных процессов
- Выбросы CO₂ могут быть снижены путем замещения выбросов других топлив¹⁴⁵

Выгоды

- Максимальное использование ресурсов
- Производство продуктов высокой спросом на жидкие топлива, для генерации пара ценности для конечного потребителя
- Продукты, как правило, чище Арктике) и горят лучше чем природный газ¹⁴⁶

Требования к инфраструктуре

- Оборудование для предварительной обработки газа (в зависимости от состава ПНГ и наличия примесей)
- Оборудование для отделения газоконденсатных жидкостей (ЭЦНДТ 6)
- Оборудование для риформинга природного газа и производства промежуточного синтез-газа (CO, H₂)
- GTL: Реактор Фишера-Тропша и другие требуемые компоненты процесса (кислород, пар)
- GTC: Оборудование для процесса производства метанола
- NH₃: Оборудование для процесса производства удобрений
- Трубопровод и соответствующая инфраструктура
- Инфраструктура для хранения продуктов
- Инфраструктура транспортировки и доставки продуктов (например, грузовые краны)



Общие технические и экономические аспекты

- Возможные ограничения, связанные с составом газа (требования к предварительной обработке газа – например, содержание H₂S)
- Требования к отделению газоконденсатных жидкостей (в зависимости от экономической ценности и специфичных требований к входному газу для дальнейших процессов преобразования)
- Доступные объемы и обеспечение потока ПНГ в течение определенного периода времени (для поддержки затратных производственных процессов)
- Альтернативные затраты на использование и транспортировку газа (включая капитальные и эксплуатационные затраты, а также другие параметры – такие как доходы от продажи, стоимость транспортировки и цены на сырую нефть)
- Высокие капитальные затраты на установки GTL/GTC (экономическая целесообразность зависит от нескольких факторов, включая ценность продукции на локальном и международном рынках сбыта и сравнительные цены на нефть и природный газ)
- Обеспечение наличия рынка потребления и ценности продукта в течение определенного периода времени (расстояние до рынков, доступные объемы и цены на различных рынках должны быть учтены)
- Применение маломасштабных установок GTL/GTC, особенно в современных условиях развития технологий (однако капитальные инвестиционные затраты все еще высоки по сравнению с другими способами утилизации)

Ссылки

- Общая информация о GTL: [https://petrowiki.org/Gas_to_liquids_\(GTL\)](https://petrowiki.org/Gas_to_liquids_(GTL))
- GTL: Обзор промышленности, предлагающей несколько способов монетизации природного газа: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1875510012000947>
- GTL: Технология индустриализации природного газа в Боливии: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1875510010000739>

¹⁴⁴ Могут конкурировать с продукцией крупных заводов, расположенных дальше.

¹⁴⁵ Например, дизель получаемый в процессе Фишера-Тропша – в отличие от дизеля получаемого при дистилляции сырой нефти – практически не содержит серы и оксидов азота, а также ароматических веществ, сгорает с очень небольшим количеством выделяемых частиц и обладает высоким цетановым числом.

¹⁴⁶ Например, с помощью технологии GTL можно производить дизель низкой вязкости для арктических условий.

3.5.1 Технические аспекты

Факельный газ может быть химическим способом преобразован (обычно путем производства синтез-газа) в другие ценные углеводородные продукты, с использованием сложных технологий, включая следующие:

- **Преобразование газа в жидкость (GTL)** с получением жидких углеводородов, таких как нефть, керосин, дизель, авиатопливо, бензин, а также горюче-смазочные материалы.
- **Преобразование газа в химические вещества (GTC)** с получением метанола и его производных (например, DME).
- **Производство аммиака (NH₃)** преимущественно для использования как удобрения в сельском хозяйстве

Преобразование газообразных углеводородов в жидкость с использованием этих процессов значительно повышает ценность продукции, создает продукты, которые легко могут продаваться конечным потребителям, и предусматривает удобную транспортировку с места производства.

3.5.1.1 Gas-to-Liquids (GTL) – «Газ в жидкость»

GTL – это перерабатывающий процесс преобразования природного газа или других газообразных углеводородов в углеводороды с более длинной углеродной цепью¹⁴⁷. Газы преобразуются в ценные жидкие продукты (такие как дизель¹⁴⁸) либо путем прямого превращения, либо с использованием синтез-газа как промежуточного продукта, например в процессе Фишера-Тропша. Процесс Фишера-Тропша¹⁴⁹ – это каталитическая¹⁵⁰ химическая реакция¹⁵¹, в которой монооксид углерода (CO) и водород (H₂) преобразуются в жидкие углеводороды различных форм¹⁵². Конденсаты и газоконденсатные жидкости должны быть предварительно отделены от природного газа¹⁵³. Такие примеси как сера и ртуть необходимо удалить, но N₂ и CO₂ допускаются в умеренных концентрациях. Использование предварительно подвергнутого давлению газа является преимуществом, так как преобразователи первой ступени работают при средних давлениях (~300 фунтов на квадратный дюйм). Скорость подачи входного газа должна быть максимально постоянной. Основной целью данного процесса является производство синтетического заменителя нефтепродуктов (например, для использования в качестве смазочного материала или топлива).

Технологии GTL являются отработанными и широко используются в международных масштабах. Теоретически, они могут быть внедрены в Арктике как на наземных, так и на офшорных участках нефтедобычи, хотя затраты будут значительно различаться. Для того, чтобы

рассматривать внедрение данной технологии на нефтяных месторождениях с образованием ПНГ, необходимо чтобы значительные объемы газа были доступны в течение определенного периода времени, так как установки GTL обычно сложны, имеют крупные габариты и очень капиталозатратны. Отдаленные местоположения и суровый климат представляют трудности с доступом к участку (например, при необходимости доставки на грузовиках габаритного оборудования на участок) и с инженерными решениями, строительством и сборкой (например, необходимость в изоляционных материалах, доступность и достаточное количество воды для охлаждения и т.д.). Из-за небольших резервов бюджета, только небольшая часть нефтяных месторождений соответствует данным географическим критериям и подходит для применения стандартных установок GTL с конкурентоспособной экономикой¹⁵⁴. Применяемые в настоящее время процессы GTL преобразуют примерно десять тысяч стандартных кубических футов газа в чуть более одного барреля жидкого синтетического топлива.

Преобразование газа в жидкие топлива и химикаты является капиталозатратным производством, где экономия за счет масштаба имеет критически важное значение. Современные установки GTC мирового масштаба по производству метанола, выпускающие 5000 тонн метанола в сутки, потребляют 150 миллионов стандартных кубических футов газа в сутки, в то время как производство на установках GTL с процессом Фишера-Тропша составляет около 100 000 баррелей в сутки жидкого топлива при потреблении 1000 миллионов стандартных кубических футов газа в сутки.

Ряд компаний приняли на себя сложную задачу разработки установок более мелкого масштаба с использованием инновационных технологий, позволяющих, среди прочих усовершенствований, интенсифицировать процесс и сделать его более модульным, состоящим из блочных компонентов. Использование новых подходов может позволить преодолеть некоторые трудности, связанные с ПНГ. Например, адаптировать процесс к изменению объемов добываемого газа можно с помощью изменения количества модулей процесса. Более легкие и меньшие по объему блоки теперь подходят и для использования на офшорных платформах, а баржи и специальные плавсредства, предназначенные для производства, хранения или отгрузки, превращают плавающие установки GTL в реальность. Основным преимуществом маломасштабных возможностей получения прибыли от утилизации газа является то, что они могут внедряться поэтапно и могут устанавливаться в непосредственной близости от уже существующих источников газа, что позволяет избежать значительных расходов на установки для сжатия и транспортировки газа.

¹⁴⁷ На процесс GTL не оказывает влияние наличие N₂, CO₂ или O₂. Газ качества неподходящего для трубопровода, с высоким содержанием N₂ и CO₂, является идеальным кандидатом для GTL преобразования в дизель.

¹⁴⁸ Который можно продавать как отдельное топливо либо в виде смеси с другими топливами.

¹⁴⁹ Сухой природный газ, содержащий преимущественно метан CH₄, может использоваться для получения жидких углеводородов, топлив и химикатов. Сначала CH₄ преобразуется в синтез-газ (CO и H₂) путем парового риформинга. Синтез-газ далее преобразуется в реакции Фишера-Тропша в жидкости. Для максимизации получения дизеля или сходных жидкостей высокой ценности с реактором Фишера-Тропша, как правило, совмещается установка гидрокрекинга.

¹⁵⁰ Как правило, используются катализаторы на основе железа или кобальта.

¹⁵¹ Исходные реагенты (CO и H₂) могут быть получены и в других реакциях, таких как частичное сжигание углеводородов.

¹⁵² Смесь CO и H₂ называют синтез-газом. Полученные углеводородные продукты подвергаются отделению для получения нужных синтетических топлив.

¹⁵³ Предпочтительно, хотя углеводороды C₂+ и с большим числом атомов углерода могут с небольшими модификациями включаться в процесс.

¹⁵⁴ Наиболее эффективная установка GTL – это проект Pearl компании Shell в Катаре, перерабатывающий 1.6 миллиардов кубических футов природного газа в 260 000 баррелей продуктов в сутки и требующий капитальных затрат в размере 20 миллиардов долларов США: <http://www.shell.com/global/aboutshell/major-projects-2/pearl/overview.html>

Мини-установки GTL и сокращение размеров технологий GTL до портативных блоков являются долгосрочной целью, для достижения которой развиваются новые технологии. За последние несколько лет был разработан ряд решений GTL небольших размеров, позволяющих производить продукты высокой ценности. Тем не менее, маломасштабные установки GTL требуют высоких капитальных затрат, и пока лишь немногие решения вышли на этап промышленного внедрения. В течение последнего десятилетия ряд компаний разрабатывают технологии преобразования газа, адаптированные к трудностям низких объемов попутного газа, резким спадам производства с течением времени и к сложным местоположениям с ограниченной инфраструктурой. Три компании¹⁵⁵ продвинулись дальше демо-этапа и предлагают промышленное производство своих технологий. Технологии могут применяться для широкого интервала размеров факельных установок – от установок с объемами газа ниже 0.5 миллионов стандартных кубических футов в сутки до объемов от 10 миллионов стандартных кубических футов в сутки и выше. При предполагаемом расходе газа 10 тысяч стандартных кубических футов на баррель достигаемый объем жидкого продукта составляет 500-1000 и выше баррелей в сутки.

3.5.1.2 Gas-to-Chemical (GTC) – «Газ в химикат»

Получение метанола¹⁵⁶ является отдельным типом преобразования газа, часто называемым GTC. Метанол используется в основном как сырье для производства других химикатов, однако может также быть преобразован в DME или бензин для потенциального использования в качестве жидкого топлива, в том числе для транспорта¹⁵⁷. Метанол, как правило, производится путем частичного окисления углеводородов газа до CO и H₂ (синтет-газ). Такие же ограничения как для технологии GTL применимы и к данному процессу, включая требования к отделению газоконденсатных жидкостей и стабильным потокам газа.

3.5.1.3 Производство аммиака (NH₃)

Аммиак, известный также как мочевины, является широко используемым химикатом (удобрением), который можно производить из H₂ и N₂ под высоким давлением. N₂ получают из воздуха, из которого удаляют кислород путем сжигания природного газа. H₂ можно получить путем гидролиза воды, однако чаще его производят путем парового риформинга, преобразующего газообразные углеводороды в смесь CO и H₂ (синтет-газ). Для удаления примесей до риформинга и максимизации выхода H₂ иногда требуется дополнительная обработка.

3.5.2 Инвестиционные аспекты

3.5.2.1 Gas-to-Liquids (GTL) – «Газ в жидкость»

Продукты получаемые в процессах GTL варьируют от чистой синтетической сырой нефти¹⁵⁸ до чистого дизельного топлива¹⁵⁹. Стоимость этих продуктов, предполагая цену на баррель сырой нефти в 100 долларов США, составляет около 20 долларов США на миллион британских тепловых единиц¹⁶⁰, и для многих месторождений такие расценки являются привлекательными с учетом доступного бесплатно ПНГ. Значительное повышение рыночной стоимости продукции приводит к экономическим выгодам несмотря на отсутствие экономии за счет масштабов. Технологии для офшорного применения также доступны и могут быть экономически целесообразными¹⁶¹.

С развитием и отработкой данных технологий минимизация масштабов GTL может сыграть важную роль в улучшениях утилизации ПНГ в отдаленных регионах с благоприятными локальными условиями. Ключевыми параметрами, определяющими экономическую и технологическую эффективность и применимость этих систем, являются:

- Высокая степень использования мощностей (то есть наличие стабильного потока газа в течение долгого периода времени или модульное/портативное решение с хорошим значением динамического диапазона). Как правило, оборудование по переработке газа не использует более 50% динамического диапазона; в случае GTL, время работы приближается к значениям 80–90%.
- Высокое давление, так как риформеры первого этапа в большинстве установок GTL Фишера-Тропша работают при повышенных давлениях (> 20 бар). Дополнительные компрессоры ведут к повышению затрат.
- Короткие расстояния транспортировки до привлекательных рынков сбыта с выгодными расценками.

Наилучшим сценарием для GTL является отдаленный регион с несколькими очень продуктивными скважинами (и началом разработки новых скважин в обозримом будущем), которые на постоянной основе снабжают газом несколько небольших установок Фишера-Тропша с производственной мощностью от 5 миллионов стандартных кубических футов в сутки. Дизель и другие продукты процесса GTL затем доставляются на грузовиках на выгодные рынки сбыта.

С точки зрения экономической выгоды маломасштабные установки GTL могут быть привлекательными благодаря высокой стоимости продуктов, связанной с высокими ценами на сырую нефть, однако время доставки и сборки оборудования может быть долгим. Так как исходным сырьем для GTL является ПНГ, динамика производства связана с динамикой добычи нефти, то есть потоки газа не всегда стабильны.

¹⁵⁵ CompactGTL, Velocys/Oxford Catalysts, и Gastechno.

¹⁵⁶ Получение метанола является одной из наиболее старых технологий GTL, и в мире на сегодняшний день существует большое число установок по производству метанола.

¹⁵⁷ Однако все большее количество метанола перерабатывается в жидкое топливо для транспорта, такое как метил-трет-бутиловый эфир, биодизель и DME. Согласно прогнозам, через пять лет более половины всего получаемого метанола будет преобразовываться в транспортное топливо, а его применение в качестве химиката отойдет на второй план.

¹⁵⁸ CompactGTL

¹⁵⁹ Velocys

¹⁶⁰ <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/21976?show=full>

¹⁶¹ Компания CompactGTL интенсивно работает в области разработки решений для офшорных месторождений.

Сравнительная технико-экономическая оценка производства различных топлив связана прежде всего с требованиями рынка и ценами, достижимыми в локальных условиях. Каждая оценка зависит от местоположения участка. Например, в регионах, где сравнительная стоимость одного из продуктов выше стоимости другого (например, стоимость дизеля выше стоимости авиатоплива), это будет являться определяющим фактором для более выгодного производства более дорогого в данном регионе продукта.

3.5.2.2 Gas-to-Chemicals (GTC) – «Газ в химикат»

Продукты получаемые в процессе GTC – это химическое сырье, такое как метанол и его производные¹⁶², например DME. Ценность данных продуктов зависит от их относительной доступности и от требований к ним в регионах недалеко от места производства; для многих месторождений этот вариант представляется привлекательным с учетом наличия получаемого бесплатно ПНГ. С процессом уменьшения масштаба все более развитых технологий, GTC может сыграть важную роль в улучшении утилизации ПНГ в отдаленных регионах, где альтернативные сырьевые продукты, такие как метанол, пользуются спросом в местах поблизости от месторождений, позволяя избегать транспортировки сырья на большие расстояния к конечному потребителю. Ключевые параметры, определяющие экономическую и техническую эффективность и применимость систем GTC, примерно такие же, как и соответствующие параметры систем GTL.

Наилучшим сценарием для применения GTC является наличие нескольких очень продуктивных скважин в отдаленном регионе (где существует спрос на метанол вблизи скважин), постоянно поставляющих газ для нескольких маломасштабных установок GTC. Полученный метанол можно затем транспортировать к расположенным недалеко от установок конечным потребителям (например, промышленным предприятиям, использующим метанол в качестве сырья).

С точки зрения экономической выгоды, маломасштабные установки GTC могут быть привлекательными благодаря относительно высокой стоимости локально произведенного метанола, по сравнению с замещенным метанолом, требующим транспортировки на большие расстояния к конечным потребителям. Это дает большое преимущество «местному» метанолу, так как значительная часть его стоимости складывается из затрат на транспортировку.

3.5.2.3 Производство аммиака (NH₃)

Аммиак широко используется как в чистом виде – для удобрений или как хладагент, так и в качестве сырья для производства удобрений, азотной кислоты или цианида. Также наблюдается интерес к аммиаку как к топливу для транспорта¹⁶³. Установки по производству аммиака («заводы удобрений») обычно объемны, сложны и расположены

близко к стабильным потокам входного природного газа – таким как газопроводы или месторождения природного газа. В случае ПНГ, маломасштабные установки по производству аммиака с производственной мощностью около 10-100 тонн в сутки могут быть привлекательными для снижения объемов факельного сжигания. Однако капитальные затраты на небольшие установки парового риформинга очень высоки, так как они недостаточно снижаются при уменьшении масштаба установки.

Согласно оценкам, на современных установках с высокой эффективностью для производства одной тонны NH₃¹⁶⁴ требуется 25 миллионов британских тепловых единиц (около 25 тысяч стандартных кубических футов в сутки) газа. Капитальные затраты на установку по производству аммиака составляют около 700 долларов США на тонну произведенного удобрения ежегодно. Низкозатратные установки, как правило, используют газообразные углеводороды в качестве входного сырья и имеют производственные мощности не менее 0.5–1 миллионов тонн в год. Одна или несколько факельных установок в кластере, с суммарным потоком входного газа в 10 миллионов стандартных кубических футов в сутки, могут производить 0.2 миллионов тонн в год при затратах около 100 миллионов долларов США. Оценку этих значительных инвестиционных затрат необходимо выполнять с учетом остаточных ресурсов месторождения и меняющихся объемов газа.

¹⁶² Gastechno

¹⁶³ Его стоимость часто зависит от цен на нефть.

¹⁶⁴ Предполагается, что риформинг потребует 30–42 ГДж энергии и приведет к выбросам 1.68–2.35 тонн CO₂ на тонну NH₃. Процесс удаления CO₂ приведет к выбросам 1.2 тонны CO₂ на тонну NH₃, или 0.027–0.05 тонн CO₂ на тысячу кубических футов, что составляет около трети выбросов от производства аммиака. Этот CO₂ можно удалить достаточно легко, в отличие от выхлопных газов от сжигания, требующих очистки. Средний эмиссионный фактор факельного сжигания природного газа составляет около 0.01–0.015 тонн CO₂ на тысячу кубических футов, что делает производство аммиака вариантом для утилизации газа, который хоть и снижает объемы факельного сжигания, но увеличивает выбросы CO₂ на участке. Выбросы в течение жизненного цикла и замещение производства аммиака в данном руководстве не рассматриваются.

3.6 ЭЦНДТ 5: Продажа товарной продукции – Электроэнергия

Краткое описание

Попутный газ утилизируется из факельной трубы и направляется на предварительную обработку, если применимо - генерацию электроэнергии для локальных нужд (ЭЦНДТ 1) и (желательно) отделение газоконденсатных жидкостей (ЭЦНДТ 6) а затем используется в качестве топлива, подаваемого в газовые двигатели, газовые или паровые турбины для генерации электроэнергии на продажу. Этот процесс называют Gas-to-Wire («газ в провода», GTW).

Применимость в Арктике

- Регионы без доступа к дорогам или морю, но с находящимися неподалеку электрическими сетями (линией передачи или подстанцией), которые могут быть использованы с экономической выгодой
- Области с низкими температурами и высотой над уровнем моря, где двигатели-электрогенераторы могут достигать значительной эффективности (однако сильно зависит от доступных объемов ПНГ)
- Области с высокими тарифами на электричество, где GTW характеризуется особо привлекательным доходом на инвестиции по сравнению с другими вариантами оптимизации

Влияние на выбросы

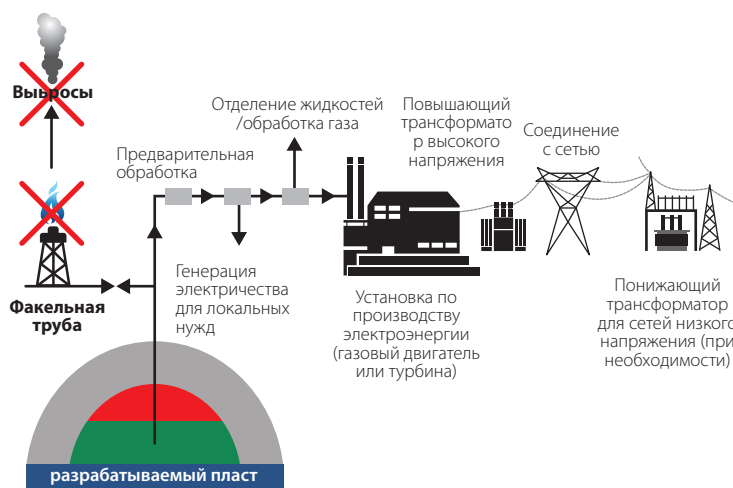
- Значительно снижает выбросы:
 - CO₂
 - ТЧ (включая ЧУ)
 - SO_x
 - тяжелых металлов
- Выбросы CO₂ могут быть снижены путем замещения выбросов топлива с большим содержанием углерода для производства электроэнергии в других местах (мазута, дизеля, угля)

Выгоды

- Максимальное использование ресурсов
- Может обеспечить значительный доход от продажи электроэнергии

Требования к инфраструктуре

- Оборудование для предварительной обработки газа (в зависимости от состава ПНГ и наличия примесей)
- Дополнительно – оборудование для отделения газоконденсатных жидкостей (ЭЦНДТ 6)
- Оборудование для генерации электроэнергии для локальных нужд¹⁶⁵ (газовые двигатели или турбины)
- Дополнительно – система рекуперации избыточного тепла в паровой турбине (для повышения эффективности)
- Трубопровод и соответствующая инфраструктура
- Повышающие трансформаторы (в зависимости от требований линии электропередачи)
- Линии передачи низкого, среднего и высокого напряжения до следующей подстанции или соединения с сетью (в зависимости от расстояния)
- Соединительная станция или подстанция (в зависимости от требований)
- Дополнительные повышающие или понижающие трансформаторы, необходимые на участке до измерительного пункта продаваемой в сеть энергии (в зависимости от его местоположения)



Общие технические и экономические аспекты

- Возможные ограничения, связанные с составом газа (требования к предварительной обработке газа – например, содержание H₂S) для сжигания в двигателях или турбинах
- Целесообразность отделения газоконденсатных жидкостей из газа до его сжигания (зависит от экономической ценности; необходима сравнительная оценка использования только природного газа для генерации электроэнергии и непосредственного использования ПНГ в качестве топлива)
- Доступные объемы и обеспечение потока ПНГ в течение определенного периода времени (для оценки целесообразности и дохода на инвестиции)
- Возможности повторного использования оборудования и мобильность электрогенерирующего оборудования для месторождений на поздней стадии разработки (то есть использование оборудования, смонтированного на трейлерах, модульных установок, оборудования контейнерного типа, с возможностью его перемещения после истощения ресурса месторождения)
- Возможности соединения с сетью и расстояние до соединительной станции (требуется доступность сети и разрешение на подключение)
- Предполагая возможность подключения – экономическая целесообразность в условиях общего спроса на электроэнергию и существующих требований (например, факторов нагрузки сети и других связанных с электричеством параметров)
- Требования к работе в режимах базовой нагрузки и пиковой нагрузки (если ПНГ не может храниться в периоды минимальной нагрузки, базовым вариантом считается производство электричества из ПНГ во время производственных процессов)
- Возможное замещение альтернативных источников электроэнергии с более низкими или нулевыми выбросами CO₂ (например, возобновляемых источников, в особенности гидроэлектроэнергии, которая часто используется для обеспечения электроэнергетических потребностей при базовой нагрузке)

Ссылки

- Экспорт нефти и газа: <https://www.norskpipeline.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/>
- Широкомасштабные сети электроснабжения: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Interconnection.pdf>
- Перспективы развития энергетического сектора ассоциации государств юго-восточной Азии: https://www.researchgate.net/publication/282860529_Development_Propects_of_the_ASEAN_Power_Sector

¹⁶⁵ Если основная электроустановка будет расположена на расстоянии. В некоторых обстоятельствах установка для генерации электроэнергии на продажу может заменять производство электроэнергии для локальных нужд (ЭЦНДТ 1).

3.6.1 Технические аспекты

После отделения газоконденсатных жидкостей (ЭЦНДТ 6)¹⁶⁶ природный газ можно использовать для сжигания в газовых двигателях или турбинах с генерацией электроэнергии на продажу – этот процесс называют Gas-to-Wire (GTW) – «газ в провода». GTW требует подключения к расположенной недалеко электрической сети напряжения¹⁶⁷ и установки перерабатывающего оборудования и генераторов электроэнергии на участке. Для обеспечения безопасности и эффективности процесса, спецификации оборудования должны быть основаны на установленном составе газа и скоростях потока в генераторах. Типы электрогенерирующего оборудования детально описаны в рамках ЭЦНДТ 1, и в данном разделе мы не будем к ним возвращаться, рассматривая только дополнительное оборудование и аспекты, которые необходимо учитывать при генерации электроэнергии на продажу.

3.6.1.1 Соединение с сетью

Продажа электроэнергии в сеть требует дополнительной инфраструктуры помимо той, что нужна для ее генерации, включая трансформаторы¹⁶⁸ (как правило, повышающие трансформаторы для сетей высокого напряжения) и линии передачи до ближайшего узла соединения. Если нефтяное месторождение расположено недалеко от подстанции, линии электропередачи могут быть проведены непосредственно к подстанции. Если же подстанция поблизости отсутствует, необходим узел соединения с ближайшей линией электропередачи, что является значительно более затратной альтернативой, требующей времени на строительство и вызывающей необходимость в прерываниях работы сети в процессе конструкционных работ¹⁶⁹.

Для месторождений с очень небольшим потенциалом генерации электроэнергии существует возможность подключения электричества непосредственно к локальной сети низкого напряжения (low voltage – LV), однако более предпочтительным является вариант подключения к сети среднего напряжения (medium voltage – MV) (в идеальном случае – к существующей подстанции) недалеко от генерирующей установки. Для генерации электроэнергии из больших объемов факельного газа лучше подходит подключение к сетям высокого напряжения (high voltage – HV) через MV/HV подстанцию или путем строительства специально для этой цели предназначенной соединяющей станции, связывающей линии электропередач высокого и среднего напряжения. Особое внимание следует уделять анализу экономической целесообразности и других параметров в сравнении с альтернативными решениями; тем не менее, данный вариант проявляет себя как особо эффективный для отдаленных¹⁷⁰ месторождений с расположенными неподалеку подстанциями либо с проходящими мимо линиями электропередачи.

3.6.2 Инвестиционные аспекты

В целом, низкзатратное производство электроэнергии считается возможным, так как источник энергии является доступным и бесплатным, и поэтому GTW является конкурентоспособной технологией по сравнению с другими источниками генерации электроэнергии, включая тепловые.

Потребуется дополнительные элементы инфраструктуры, включая конвертерные станции, трансформаторы, линии электропередачи и соединительные узлы, поэтому затраты на оборудование являются ключевым фактором экономической целесообразности. Количество производимой энергии будет в итоге влиять на затраты по ее продаже, и специфические для участка условия необходимо рассматривать отдельно для каждого конкретного случая. Потери при передаче до измерительного пункта продаваемой в сеть энергии также необходимо учитывать. Ключевыми факторами затрат, связанных со сборкой и строительством вспомогательного оборудования, являются также требования к мощности, расстояния и рельеф. Другие факторы, такие как климат, стоимость рабочей силы¹⁷¹, степень конкуренции между различными компаниями, положения о безопасности, плотность населения и «право провоза», могут влиять на существенные различия в затратах между регионами. Что касается эксплуатационных затрат, то предполагается, что генераторы и линии электропередачи требуют годовых затрат в размере 3% начальных инвестиций, однако поставщики часто предлагают программы планового техобслуживания.

Цена газовых генераторов возрастает практически линейно с их размером и мощностью, ограничивая экономию за счет масштаба, тем не менее, одна установка мощностью 5 МВт считается более экономически эффективным вариантом, чем модуль с корректируемой мощностью (5 установок мощностью 1 МВт). Капитальные затраты на генерацию электроэнергии и вспомогательное оборудование оцениваются примерно в 1 миллион долларов США на МВт, однако затраты варьируют в зависимости от требований к линиям электропередачи и расстояния до ближайшей подстанции сети.

Эффективность генераторов (будь то газовые двигатели или турбины) являются другим важным фактором, который необходимо учитывать при проведении технико-экономического анализа, так как эффективность преобразования (входного топлива в электроэнергию) может варьировать в пределах 30–60% в зависимости от технологии. Турбины открытого цикла, как правило, обладают коэффициентом преобразования в интервале 30–40%, в то время как коэффициент преобразования газовых двигателей может достигать значений 50–60%. Выбор технологии (а значит и эффективности) зависит от достижимых цен на электроэнергию (тариф на входе сети) по отношению к стоимости топлива. В предполагаемом случае избытка топлива и относительно низкой стоимости 1 кВтч электроэнергии в некоторых обстоятельствах

¹⁶⁶ В зависимости от содержания газоконденсатных жидкостей и рыночной стоимости для потребителя.

¹⁶⁷ Важно чтобы сеть, к которой планируется подключить оборудование, имела запас мощности и могла принять дополнительно поступающую в нее электроэнергию.

¹⁶⁸ Часто необходимо несколько трансформаторов для обеспечения резервных возможностей преобразования мощности, так как иногда необходима быстрая замена трансформатора, а это может потребовать очень много времени.

¹⁶⁹ Можно построить временные обходные линии, однако это потребует дополнительных затрат.

¹⁷⁰ Для месторождений вдали от существующих газопроводов, перерабатывающих заводов, и/или без доступных путей транспорта по дорогам.

¹⁷¹ Локальные экономические условия, особенно стоимость рабочей силы, могут сами по себе представлять важный фактор, зависящий от местоположения месторождения.

более экономически целесообразным решением является применение более дешевого, но менее эффективного генератора (который выделяет больше выбросов CO₂). В других случаях, более высокая цена на электричество позволяет использовать более эффективные генераторы и возможно позволяет также экономически выгодно применять генерирующие установки комбинированного цикла с рекуперацией избыточного тепла (ЭЦНДТ 1). Установки комбинированного цикла (где избыточное тепло используется для генерации электроэнергии в паровой турбине) повышают суммарную эффективность преобразования до 50–60%¹⁷².

Один из наиболее важных факторов при анализе возможностей продажи электроэнергии – это стабильность потока входного газа. Обеспечение стабильного потока газа является особо критичным в случаях, когда генерируемая энергия является единственным источником электричества и тепла (которые нельзя хранить) для конечных потребителей. С учетом реального риска сбоев электроснабжения, потребители, полагающиеся только на поставки электроэнергии с участка нефтедобычи, должны иметь в оснащении резервные генераторы и достаточное количество топлива (например, дизеля) для самообеспечения электроэнергией до восстановления системы. Кроме того, необходимо обеспечить на участке локальную буферную систему, компенсирующую колебания объемов попутного газа в течение суток.

Технологии GTW могут стать экономически нецелесообразными вследствие баланса затрат установок небольшого размера и отсутствия долгосрочных экономических механизмов стимулирования либо договоров покупки электроэнергии, производимой путем утилизации ПНГ. GTW следует рассматривать как решение только для крупных скважин (>5 миллионов стандартных кубических футов в сутки), для одного или нескольких объединенных потоков газа.

¹⁷² <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117309206>

3.7 ЭЦНДТ 6: Снижение доли тяжелых компонентов – отделение газоконденсатных жидкостей

Краткое описание

Попутный газ утилизируется из факельной трубы и направляется на предварительную обработку перед тем как газоконденсатные жидкости (ГКЖ) перерабатываются и разделяются на сжиженный нефтяной газ (LPG) и конденсат. ГКЖ можно использовать для увеличения плотности нефти в градусах API либо продавать (оптимально – после фракционирования на отдельные продукты согласно рыночным требованиям). Оставшийся сухой газ можно утилизировать применяя другие ЭЦНДТ либо, в отсутствие других применимых альтернатив, сжигать на факельных установках.

Применимость в Арктике

- Отдаленные регионы, где отсутствуют осуществимые решения для продажи ПНГ без отделения ГКЖ (требования к транспортировке ГКЖ сохраняются)
- Небольшие месторождения где продажи природного газа не выгодны, но где спрос на ГКЖ (для обогрева, готовки, транспорта) есть либо может быть создан путем замещения других углеводородных топлив

Влияние на выбросы

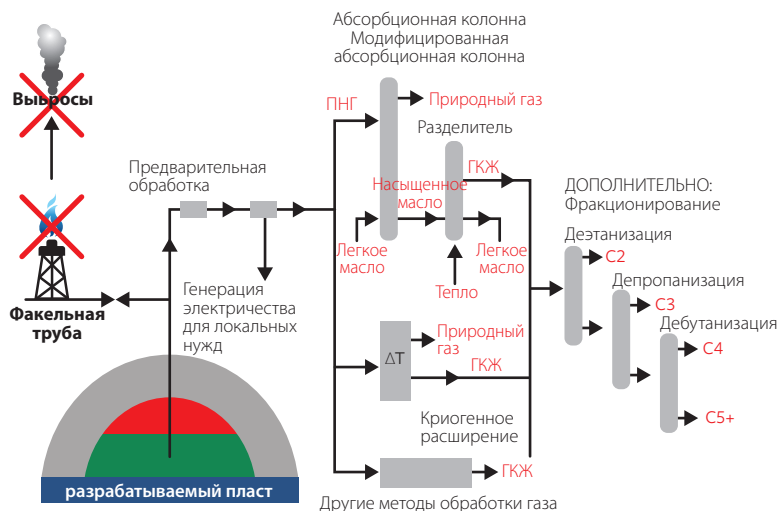
- Значительно снижает выбросы:
 - ТЧ (включая ЧУ)
 - SO_x
 - тяжелых металлов
- выбросы CO₂ также снижаются

Выгоды

- Рациональное использование тяжелых углеводородов
- Доход от продажи газоконденсатных жидкостей (LPG, конденсата, бензина)
- Полученные ГКЖ можно использовать для повышения плотности нефти в градусах API, получая в итоге большее число баррелей
- Сухой природный газ можно утилизировать применяя другие ЭЦНДТ

Требования к инфраструктуре

- Оборудование для предварительной обработки газа (в зависимости от состава ПНГ и наличия примесей)
- Оборудование для отделения газоконденсатных жидкостей (камеры криогенного расширения, абсорбционные колонны, разделители масла), в зависимости от требований к эффективности и составу
- Дополнительные колонны фракционирования для дальнейшего разделения ГКЖ на компоненты
- Трубопровод и соответствующая инфраструктура (тепло, легкое масло и другие компоненты)
- Оборудование для обращения с ГКЖ (емкости для хранения LPG/конденсата, грузовые краны и, при необходимости, оборудование для увеличения плотности нефти в градусах API)
- Оборудование для обращения с природным газом (например, факельные линии, оборудование для обратной закачки или для транспортировки на продажу при целесообразности других ЭЦНДТ)



Общие технические и экономические аспекты

- Возможные ограничения, связанные с составом газа и влияющие на экономическую целесообразность (соотношение газоконденсатных жидкостей и тяжелых углеводородных фракций в ПНГ, анализ дохода на инвестиции)
- Экономическая целесообразность отделения газоконденсатных жидкостей до использования сухого природного газа для генерации тепла и электроэнергии на том же участке (в зависимости от рыночной стоимости и наличия потребителей газоконденсатных жидкостей (ЭЦНДТ 1))
- Требования к предварительной обработке газа до его подачи в оборудование для отделения газоконденсатных жидкостей (например, содержание H₂S)
- Доступные объемы и обеспечение потока ПНГ в течение определенного периода времени (размеры оборудования, потенциал создания кластеров, инвестиционные аспекты)
- Выбор технологий (затраты, требуемая эффективность отделения, чистота потоков продуктов)
- Рыночный спрос и цены (экономическая целесообразность)
- Требования к наличию пространства (необходимость в больших площадях для размещения оборудования; ограничения связанные с офшорным или наземным расположением)

Ссылки

- Переработка и фракционирование газа: https://www.ihrdc.com/els/po-demo/module14/mod_014_02.htm
- Газоконденсатные жидкости – основы: https://www.eia.gov/conference/ngl_virtual/eia-ngl_workshop-anne-keller.pdf
- Усовершенствованная технология абсорбционной очистки газа при ультра-низких концентрациях H₂S: https://www.researchgate.net/publication/241902570_Improved_Absorber-Stripper_Technology_for_Gas_Sweetening_to_Ultra-Low_H2S_Concentrations

3.7.1 Технические аспекты

Газоконденсатные жидкости являются ценными компонентами ПНГ естественного происхождения. Отделение газоконденсатных жидкостей от потока факельного газа является крайне важным при оценке альтернатив факельному сжиганию, особенно в целях снижения выбросов ЧУ¹⁷³. Газоконденсатные жидкости, включающие пропаны, бутаны, пентаны и другие сложные углеводороды, вносят значительный вклад в выбросы ЧУ от факельного сжигания, и их отделение от потока газа считается эффективным способом снижения выбросов (однако воздействие на выбросы зависит от состава ПНГ¹⁷⁴).

Использование существующей инфраструктуры отделения газоконденсатных жидкостей или создание новой инфраструктуры для их отделения необходимо принимать в расчет, особенно в случаях, когда подходящих альтернатив для утилизации факельного газа в его исходном состоянии нет. Расширение промышленного производства возникающих новых технологий для утилизации жидкостей из факельного газа может привести к значительному снижению выбросов ЧУ. Кроме того, проекты утилизации жидких углеводородов могут создавать значительные экономические возможности¹⁷⁵.

В каждом месторождении газ обладает своим уникальным составом. Тяжелые компоненты могут быть удалены (конденсацией) в виде жидкости из потока углеводородов, который, как правило, находится в газовой фазе (то есть в виде попутного газа) и транспортированы с помощью грузовиков, контейнеров или на других подходящих для транспортировки судах.

Оставшийся сухой газ (большой частью метан с этаном с небольшими вкраплениями более тяжелых углеводородов) может быть направлен на факельное сжигание, использован на участке либо продан. Таким образом, отделение газоконденсатных жидкостей может применяться в сочетании с другими технологиями, представленными в данном руководстве, для утилизации оставшегося сухого газа и/или создания дополнительного дохода.

Отделение газоконденсатных жидкостей может производиться перед следующими процессами/операциями:

- Локальное использование ПНГ как источника энергии (ЭЦНДТ 1).
- Обратная закачка ПНГ (ЭЦНДТ 2).
- Транспортировка на продажу природного газа (ЭЦНДТ 3).
- Транспортировка на продажу жидких углеводородных продуктов (ЭЦНДТ 4).
- Продажа электроэнергии (ЭЦНДТ 5).
- Оптимизация условий сжигания (ЭЦНДТ 7).

Когда ПНГ используется в качестве источника энергии для обеспечения локальных нужд, сухой газ может сжигаться в двигателях и турбинах¹⁷⁶. Однако если подходящих вариантов использования сухого газа не существует¹⁷⁷, используются инженерные решения для утилизации тяжелых углеводородов, а оставшийся сухой газ сжигается на факельных установках¹⁷⁸. В то время как факельное сжигание будет по-прежнему приводить к выбросам CO₂, выбросы ЧУ будут ограничены (по сравнению с вариантом факельного сжигания ПНГ).

3.7.1.1 Обработка газа

В процессе обработки насыщенная¹⁷⁹ смесь ПНГ разделяется на поток сухого газа¹⁸⁰ и смесь тяжелых углеводородов, состоящую из газоконденсатных жидкостей. Из первичных газоконденсатных продуктов (LPG, конденсата), можно получить другие продукты путем дальнейшей переработки газа с использованием микроконденсирующих установок¹⁸¹; требуемые для этого технологии зависят от конкретного состава газа, доступных объемов и в особенности от желаемой степени разделения на фракции (что зависит в основном от рыночных требований и экономической ценности продуктов)¹⁸². Отделение газоконденсатных жидкостей от потока насыщенного газа и их компонентов друг от друга можно завершить с помощью мембранных¹⁸³, охлаждающих либо абсорбционных систем¹⁸⁴. Кроме того, колонны фракционирования позволяют путем дистилляции последовательно получать отдельные компоненты газоконденсатных жидкостей.

Охлаждение. Охлаждение (в охлаждающих установках или в установках криогенного расширения) является наиболее общепринятой технологией переработки газа для отделения газоконденсатных жидкостей; как правило, она удобна для использования в небольших масштабах¹⁸⁵.

¹⁷³ Научные и исследовательские пилотные проекты показали, что формирование ЧУ при факельном сжигании связано с концентрацией подверженных конденсации углеводородных газов высокой ценности в топливе, таких как бутан, пентан и гексан.

¹⁷⁴ Особенно от количества более тяжелых фракций в ПНГ, которое может значительно различаться между месторождениями.

¹⁷⁵ Легко конденсируемые жидкости потенциально высокой ценности, с высоким содержанием летучих органических соединений, входящие в факельный ПНГ, могут создавать значительный потенциал получения прибыли.

¹⁷⁶ Сухой природный газ сгорает более чисто, чем тяжелые углеводороды, с более низкими выбросами на участке.

¹⁷⁷ Там где нет экономически целесообразных способов утилизации.

¹⁷⁸ Хотя этот вариант и не является предпочтительным, однако отделение тяжелых компонентов до факельного сжигания сухого газа имеет значительное влияние на снижение выбросов ЧУ. Этот вариант следует рассматривать только в том случае, когда единственной альтернативой является факельное сжигание ПНГ.

¹⁷⁹ Поток насыщенного газа содержит метан и смесь более тяжелых углеводородных молекул: этана, пропана, бутана, пентана и некоторых еще более тяжелых молекул.

¹⁸⁰ Сухой газ обладает высокой концентрацией метана с контролируемой точкой росы по углеводородам.

¹⁸¹ Установки микроконденсации в настоящее время находятся в стадии тестирования.

¹⁸² Более подробная информация о составе газа представлена в разделе 2.2.

¹⁸³ Отделение более тяжелых газоконденсатных жидкостей от более легкого газа можно завершить в системах мембранного разделения под давлением.

¹⁸⁴ Растворители для жидкой абсорбции (для отделения легкого масла, в том числе с охлаждением) и твердые адсорбирующие материалы (силикагель, молекулярные сита и активированный уголь), как правило, являются энергозатратными, объемными и дорогими. Несмотря на то, что их можно рассматривать для небольших участков в отдаленных регионах, они все чаще замещаются установками расширения.

¹⁸⁵ Установки расширения ПНГ размера ~25 миллионов стандартных кубических футов в сутки не являются предметом серийного производства, то есть, как правило, необходимы большие объемы газа; низким значением диапазона для доступных на рынке установок считается объем в ~75 миллионов стандартных кубических футов в сутки.

- **Установки механического охлаждения**¹⁸⁶: Установки охлаждают входящий поток природного газа с помощью внешней системы охлаждения, как правило, на основе пропана. Конденсированные газоконденсатные жидкости отделяются в трехфазном холодном сепараторе, в котором введенный гликоль удаляется из газоконденсатных жидкостей. Теплообмен между холодным газом – результатом данного процесса – и теплым потоком входного природного газа приводит к предварительному охлаждению природного газа. Эту технологию можно применять для очень насыщенного газового потока, при низких входных давлениях газа и для широкого диапазона скорости потока. Необходимые капитальные и эксплуатационные затраты для этой технологии сравнительно невысоки, однако этан, как правило, не отделяется от газового потока, а пропан отделяется только частично.
- **Установки Джоуля-Томсона – вентиляное расширение, или низкотемпературная сепарация**: В установке Джоуля-Томсона используется автоохлаждающая система, в которой перепад давления газа вызывает расширение и создает охлаждающий эффект. Установка конденсирует тяжелые углеводороды и отделяет их от газа, обеспечивая соответствие спецификациям газопровода. Излишние жидкости, которые в противном случае могут конденсироваться, выпадают и создавать проблемы при транспортировке газа по газопроводу, утилизируются и хранятся для фракционирования в товарные углеводородные компоненты. Такие автоматические установки лучше применять, когда входное давление газа очень высоко. Капитальные и эксплуатационные затраты выше, чем для технологии внешнего охлаждения, кроме случаев когда они являются чисто механическими¹⁸⁷.
- **Установки Джоуля-Томсона – криогенное расширение, или турбо расширение**: В криогенных установках используется автоохлаждающая система для утилизации этана из потока природного газа при практически полном отсутствии потерь пропана и более тяжелых компонентов¹⁸⁸. В криогенных установках используется турбо расширение для охлаждения входящего газа в несколько этапов, с получением температур значительно ниже тех, что могут быть достигнуты в стандартных охлаждающих установках. Насыщенный газ охлаждается до значения между -138°C (температура замерзания изобутана) и -89°C (температура кипения этана), при этом в верхней части остается только метан, а все другие углеводородные компоненты конденсируются в виде жидкостей¹⁸⁹. После охлаждения метана жидкость проходит в следующий сосуд, где поддерживается

температура, при которой происходит отделение этана, а другие углеводороды остаются в виде жидкостей.

Газ, как правило, охлаждается поэтапно. Последовательное применение двух или более циклов охлаждения позволяет снизить температуру газа до -68°C ¹⁹⁰, по сравнению с традиционным охладительным циклом на основе пропана или аммиака, снижающим температуру до около -40°C . Для достижения очень низких температур, необходимых для переработки газоконденсатных жидкостей, газ, как правило, предварительно охлаждается, а затем используются установки турбо расширения для того чтобы «переводить энергию газа в работу»¹⁹¹. В турбо расширителях скачок давления газа используется для вращения колеса турбины¹⁹². Турбо расширители, как правило, требуют самых высоких капитальных затрат, но самых низких эксплуатационных затрат.

Криогенные расширители являются более гибкими, чем другие технологии охлаждения, в плане спецификаций продуктов, особенно в отношении утилизации этана и C_3+ углеводородов. Эти автоматически управляемые установки Джоуля-Томсона могут применяться для ненасыщенных потоков газа, потоков с низким входным давлением и очень небольшими объемами. Капитальные и эксплуатационные затраты более высоки, чем для технологий с внешним охлаждением, но эта технология позволяет отделить пропан и большую часть этана¹⁹³.

Абсорбция. Отделение газоконденсатных жидкостей может также осуществляться с применением абсорбции (включая модифицированные абсорбционные процессы). Установки абсорбции легким маслом работают по такому же принципу, как установки аминовой очистки (рассмотренные в разделе 2.2). Однако вместо использования аминового раствора для селективной абсорбции H_2S или CO_2 используется легкое масло для селективной абсорбции более тяжелых углеводородов¹⁹⁴.

Абсорбционная установка начинается с механического сепаратора, за которым следуют контакторная колонна и второй механический сепаратор. Входной поток насыщенного газа направляется в нижнюю часть контакторной колонны, а химикат, притягивающий к себе тяжелые углеводороды («легкое масло») закачивается в ее верхнюю часть. Затем пентан, бутан, часть пропана и небольшая часть этана абсорбируются легким маслом. Метан, большая часть этана и неабсорбированные остатки пропана

¹⁸⁶ Наиболее простой и прямой процесс, протекающий при прохождении противоположных потоков газа через теплообменник с последующим внешним или механическим охлаждением, поддерживаемым циклом паровой компрессии, как правило, использующим пропан в качестве охладителя или рабочей жидкости.

¹⁸⁷ Основанными на расширении, циклонном разделении газа и жидкости и рекомпрессии в компактных трубчатых устройствах.

¹⁸⁸ Отделение этана вместе с другими газоконденсатными жидкостями может снизить стоимость литра газоконденсатных жидкостей, повышая в то же время их объем. Отделение этана от метана является сравнительно сложным и, как правило, требует криогенной установки, что существенно повышает затраты за счет необходимости более суровых условий процесса для достижения высокого уровня утилизации. Если этан остается с потоком природного газа, это снижает его чистоту и повышает низшую теплоту сгорания, делая природный газ менее пригодным для некоторых вариантов утилизации, например для генерации электроэнергии.

¹⁸⁹ Температуры ниже -138°C приведут к полному замерзанию изобутана. При наличии воды температуры ниже нуля могут вызвать формирования льда. При наличии CO_2 в потоке температуры ниже -56.6°C приведут к формированию сухого льда. Прямой переход веществ из газовой фазы в твердую и обратно происходит при относительно высоких температурах и давлениях и может легко привести к закупориванию труб, насосов, теплообменного оборудования и резервуаров, даже при очень небольших концентрациях CO_2 (общепринятая предельная концентрация CO_2 при криогенном процессе – 50 мг/литр).

¹⁹⁰ Цикл охлаждения является почти изобарическим процессом.

¹⁹¹ Эффект Джоуля-Томсона заключается в том, что изэнтропическое падение давления при наличии ограничения приводит к снижению температуры. <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/low-temperature>

¹⁹² Работа газа по вращению колеса приводит к сильному изменению энтальпии вследствие изменения как давления, так и температуры. Турбины, как правило, приводят в движение компрессор, который затем (в политропном процессе) замещает часть давления, использованного для турбины.

¹⁹³ В зависимости от состава газа и достигнутой температуры процесс охлаждения приводит к разной степени конденсации, и состав разделяется на два отдельных потока продуктов. Как правило, часть пропана и бутанов и практически весь пентан и более тяжелые углеводороды будут конденсироваться. При значительном снижении температуры газа конденсируется также и этан, позволяя утилизировать 90-95% этана, изначально входящего в состав газа.

¹⁹⁴ Как и при аминовой очистке, рабочая жидкость становится насыщенной и должна быть регенерирована.

покидают колонну через ее верхнюю часть и направляются к выходному сепаратору. Новая смесь, получившаяся в результате абсорбции (называемая «насыщенное масло») может затем подвергаться фракционированию для разделения смеси углеводородов на отдельные компоненты. В некоторых случаях абсорбционный процесс может быть модифицирован для повышения уровня утилизации газоконденсатных жидкостей:

- **Абсорбция:** Отделение газоконденсатных жидкостей от насыщенного газа достигается использованием дегидратирующего вещества (обычно абсорбционного масла). Насыщенный газ сначала проходит через абсорбционную колонну и вступает в контакт с «легким маслом»¹⁹⁵. Большая часть газоконденсатных жидкостей абсорбируется, или «всасывается», легким маслом, в результате чего получается смесь «насыщенное масло», состоящая из абсорбционного масла и пропана, бутанов, пентанов, и других, более тяжелых, углеводородов. Получившаяся смесь направляется в дистилляторы легкого масла и нагревается для извлечения газоконденсатных жидкостей¹⁹⁶. Данный процесс позволяет утилизировать около 75% бутанов и 80–90% пентанов и более тяжелых молекул из газового потока¹⁹⁷.
- **Модифицированная абсорбция:** в зависимости от требований, может применяться модифицированный абсорбционный процесс с целью увеличения уровня утилизации газоконденсатных жидкостей из потока насыщенного газа. В этом абсорбционном процессе, включающем в себя охлаждение, уровень утилизации пропана может достигать 90%, и при необходимости можно извлечь около 40% этана. Уровень извлечения других тяжелых газоконденсатных жидкостей, включая бутаны, пентаны и более тяжелые углеводороды, может в модифицированном абсорбционном процессе достигать почти 100%.

3.7.1.2 Фракционирование

В процессе фракционирования отдельные компоненты газоконденсатных жидкостей отделяются от насыщенного газа в несколько этапов, где каждая из фракционирующих (дистилляционных) колонн отделяет более легкий углеводородный компонент (то есть дезэтанализатор отделяет этан, депропанализатор отделяет пропан, и т.д.). Фракционирование может применяться как дополнительный шаг, завершающий процессы охлаждения и абсорбционное отделение газоконденсатных жидкостей другими методами (описанными выше) и позволяющий разделить смесь газоконденсатных жидкостей на отдельные углеводородные компоненты, каждый из которых может являться продуктом¹⁹⁸. В зависимости от желаемых спецификаций, можно использовать систему фракционирования, состоящую

из любого числа фракционирующих колонн¹⁹⁹ (как правило, от двух до трех дистилляторов), для разделения входного потока смешанных газоконденсатных жидкостей на отдельные продукты, которые можно продавать либо использовать (например этан, бутан, пропан, LPG²⁰⁰ – смесь бутана и пропана, а также остаточный газовый конденсат). Это позволяет поставлять чистые продукты непосредственно на рынки сбыта и является относительно быстрым, экономически эффективным способом оптимизации ценности продуктов.

3.7.2 Инвестиционные аспекты

3.7.2.1 Обработка газа

Стандартное решение для утилизации жидкостей из небольших факельных установок должно учитывать среднее качество ПНГ и быть легким в использовании. Как правило, наиболее подходящей технологией утилизации газоконденсатных жидкостей является блочная, автоматически управляемая установка механического охлаждения или установка Джоуля-Томсона, за исключением случаев, когда для извлечения этана требуются методы криогенного или турбо расширения.

Самые маленькие установки предназначены для потока газа в 0.1–0.2 миллионов стандартных кубических футов в сутки²⁰¹, а более крупные установки промышленного масштаба работают при потоках от 10 миллионов стандартных кубических футов в сутки²⁰² и выше. Стоимость оборудования для типичного состава газоконденсатных жидкостей, входящих в ПНГ, при объемах входного потока в 5–10 миллионов стандартных кубических футов в сутки, оценивается в пределах интервала 3–10 миллионов долларов США²⁰³, но может сильно варьировать в зависимости от конкретных параметров участка нефтедобычи.

В целом, системы утилизации газоконденсатных жидкостей сильно различаются в плане инвестиций. Небольшая установка по отделению газоконденсатных жидкостей, отделяющая в основном C₅+ углеводороды, является относительно недорогой. Так как тяжелые жидкости можно добавлять в нефть, этот вариант является экономически выгодным. Утилизация C₅+ продуктов применима при объемах газа от 0.1 миллиона стандартных кубических футов в сутки и стоит 0.5–2 миллиона долларов США на миллион стандартных кубических футов в сутки. Механическая утилизация C₃+ углеводородов также обладает коротким периодом окупаемости, и затраты для объемов газа от 1–10 миллионов стандартных кубических футов в сутки составляют 2–5 миллионов долларов США на миллион стандартных кубических

¹⁹⁵ Насыщенный газ с парами углеводородов поступает в нижнюю часть абсорбционной колонны, поднимается вверх и вступает в контакт с движущимся в противоположном направлении легким маслом, которое селективно абсорбирует пары из газа, становясь насыщенным маслом.

¹⁹⁶ Насыщенное масло направляется в очищающую установку, где абсорбированные пары извлекаются путем нагревания обогащенного масла и выпаривания абсорбированных веществ. Насыщенное масло таким образом регенерируется, превращаясь снова в легкое масло, и повторно направляется в абсорбер, завершая циклический процесс.

¹⁹⁷ Выпаренные «пары» по сути представляют собой жидкости, которые направляются на хранение.

¹⁹⁸ В соответствии с рыночными требованиями, жидкие углеводороды можно разделить на отдельные смеси (например, LPG с 70% пропана и 30% бутана).

¹⁹⁹ Производство чистых парообразных продуктов в верхней части таких колонн контролируется с помощью оптимизации скорости входного потока, скорости выходного потока, температуры ребойлера, температуры выходного потока и давления в колонне.

²⁰⁰ В специфицированном или требуемом составе LPG. В зависимости от состава ПНГ и LPG, может также образовываться остаточный пропан или бутан.

²⁰¹ Информация, полученная в ходе проектов Carbon Limits.

²⁰² Утилизация газоконденсатных жидкостей из более мелких потоков, как правило, осуществляется с использованием таких технологий, как установки прямого охлаждения или установки Джоуля-Томсона. Блочные установки бывают относительно небольшого размера – 10–50 миллионов стандартных кубических футов в сутки.

²⁰³ На основании отработанных технологий и информации, полученной в ходе проектов Carbon Limits.

футов в сутки. Криогенная утилизация C_2+ углеводородов наиболее затратна. Если требуется утилизация этана, это связано с высокими затратами на его транспортировку и хранение, так как он имеет больший объем, чем другие газоконденсатные жидкости, и требует высокого давления либо криогенных цистерн. Кроме того, рыночная стоимость этана относительно невысока. Как правило, утилизация этана не рассматривается кроме случаев, когда сухой газ предназначен для сжигания. Другие варианты утилизации газоконденсатных жидкостей зависят от последующего их применения (например, фракционирование).

Затраты на вспомогательное оборудование и элементы инфраструктуры (например, компрессоры, трубопроводы, системы стабилизации газоконденсатных жидкостей, помещения для хранения и погрузки) также необходимо оценить²⁰⁴, так как они могут значительно увеличить суммарную стоимость проекта. Затраты на материалы²⁰⁵, заводское изготовление, сборку и установку оборудования для разделения газоконденсатных жидкостей являются специфичными для каждого конкретного участка и зависят от ряда факторов, включающих следующие:

- Давление ПНГ, влияющее на требования к сжатию.
- Размер установки; стоимость обработки единицы газа, как правило, выше на установках более мелкого масштаба.
- Степень разделения газоконденсатных жидкостей (включая чистоту и число получаемых продуктов), которая сильно зависит от рыночной стоимости конечных продуктов и в свою очередь влияет на тип применяемой технологии.
- Методы транспортировки газоконденсатных жидкостей (например, трубопровод, баллоны и т.д.).

Отделение газоконденсатных жидкостей от ПНГ позволяет облегчить его транспортировку за пределы участка нефтедобычи, однако создает некоторые трудности в обращении с газоконденсатными жидкостями, так как их хранение и транспортировка являются дорогими, по сравнению с продуктами дистилляции нефти²⁰⁶. В то время как обычно потребители сами транспортируют газоконденсатные жидкости с мест, где расположены разделительные установки, иногда более целесообразной является транспортировка²⁰⁷ газоконденсатных жидкостей производителем ближе к выгодным рынкам сбыта, складам хранения, либо непосредственно к конечным потребителям (что может значительно повысить инвестиционные затраты). Чрезвычайная воспламеняемость газоконденсатных жидкостей создает необходимость в использовании специальных грузовиков, кораблей и емкостей для хранения, что увеличивает общие инвестиционные затраты. Если поблизости нет рынков сбыта или если продажа газоконденсатных жидкостей не является экономически выгодной, их можно добавлять в сырую нефть.

3.7.2.2 Фракционирование

Выделение тяжелых углеводородов из ПНГ может создавать значительную добавленную стоимость, особенно если компоненты отделяются друг от друга и продаются как отдельные продукты²⁰⁸. При такой отдельной продаже существует множество вариантов применения газоконденсатных жидкостей, включая применение в качестве растворителей для увеличения нефтеотдачи пластов в нефтяных скважинах, для увеличения объемов нефти (например, путем добавления конденсатов в нефть), как сырья для нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов, и в качестве других источников энергии²⁰⁹. Потребители требуют определенных газоконденсатных жидкостей для ряда процессов, включая следующие:

- Этан и этилен – для производства пластика, как сырье для нефтехимической промышленности, для антифриза и моющих средств.
- Пропан – для обогрева зданий, как топливо для готовки и как сырье для нефтехимической промышленности.
- Бутаны – как сырье для нефтеперерабатывающих заводов и нефтехимической промышленности, для бензиново-пропановых смесей, аэрозолей и хладагентов.
- Пентан – для использования в смесях природного бензина и этанола, как пенообразователь при производстве полистиреновой пены и для производства битума в битуминозных песках.
- Пентан плюс (называемый также природным бензином) – для добавления в топлива для автотранспорта и для производства битума в битуминозных песках.

Объемы газа, достаточные для фракционирования, как правило, составляют 10–50 миллионов стандартных кубических футов в сутки при затратах около 1.5–3 миллионов долларов США на миллион стандартных кубических футов в сутки. Анализ инвестиций будет учитывать потенциальный доход от продаж каждого из отдельных компонентов газоконденсатных жидкостей.

Фракционирование газоконденсатных жидкостей основано на простых принципах, однако большое количество энергии необходимо для повторного выпаривания фракционирующих колонн (например, около 300 кВтч на тонну газоконденсатных жидкостей, или около 3% в режиме автоматического потребления²¹⁰). Существует несколько известных технологий, позволяющих минимизировать первичные энергозатраты – включая такие, как использование тепла процесса и комбинирование фракционирования газоконденсатных жидкостей с ко-генерацией энергии. Эти технологии могут быть усовершенствованы путем утилизации избыточного тепла какого-либо внешнего источника, например отработанных газов газовой турбины, если она расположена недалеко от установки фракционирования.

²⁰⁴ Варьирует в зависимости от характеристик месторождения, в частности местоположения и расстояния до рынков сбыта.

²⁰⁵ <https://www.cbi.com/getattachment/81764aaa-9fed-472f-9e55-7cbd63d3938f/New-NGL-recovery-process-provides-viable.aspx>

²⁰⁶ Газоконденсатные жидкости требуют высокого давления и/или низкой температуры для поддержания их в жидком состоянии в процессе хранения и транспортировки.

²⁰⁷ Этот вариант следует принять во внимание для офшорных участков с локальной обработкой и преобразованием газа.

²⁰⁸ Затраты на фракционирование зависят в основном от количества перерабатываемого газового конденсата и от необходимого числа фракционирующих колонн.

²⁰⁹ Включая сжигание в установках для обогрева и добавление в топливо для транспортных средств.

²¹⁰ http://www.ivt.ntnu.no/ept/fag/tep4215/innhold/LNG%20Conferences/2005/SDS_TIF/050215.pdf

3.8 ЭЦНДТ 7: Оптимизация условий сжигания – Усовершенствованные технологии

Краткое описание

Попутный газ утилизируется из стандартной факельной трубы и направляется в сепаратор соответствующего размера для удаления тяжелых углеводородов из потока до того как его направлять в улучшенную факельную трубу, где происходит сжигание с использованием усовершенствованного факельного оголовка и современной системы розжига.

Применимость в Арктике

- Отдаленные регионы, где нет технически или экономически доступных вариантов утилизации ПНГ для других целей
- Регионы с температурой ниже нуля, где факелы с подачей воздуха - хорошая альтернатива факелам с подачей пара, которые закупориваются при низких температурах (в зависимости от состава газа)

Влияние на выбросы

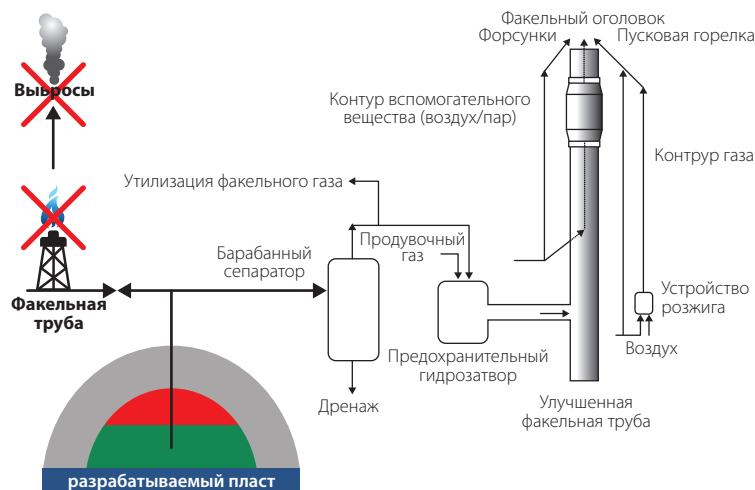
- В зависимости от конструкции, может снижать выбросы:
 - ТЧ (включая ЧУ)
 - CH₄ и неметановых ЛОСов
 - Других опасных загрязнителей
- Может повышать выбросы CO₂, NO_x, или других загрязнителей (в зависимости от конструкции)

Выгоды

- Обеспечивает техническую альтернативу более экологичной практике факельного сжигания
- Способ снизить выбросы ЧУ от внепланового, периодического сжигания

Требования к инфраструктуре:

- Сепаратор (для отделения углеводородных жидкостей)
- Предохранительный гидрозатвор (с учетом оборудования для снижения необходимости в продувочном газе)
- Современные конструкции факельных установок:
 - Система отвода газов с помощью давления
 - Факелы с подачей воздуха
 - Факелы с подачей пара
 - Факелы типа Sonic (высокого давления)
 - Ступенчатого сжигания
 - Закрытого типа
- Современные системы розжига (ручная/автопилот, баллистическая)
- Системы измерений и управления (например, управление розжигом и контроль пусковых горелок)



Общие технические и экономические аспекты

- Требования к безопасности, экологическому воздействию и социальным аспектам (безопасность является приоритетной);
- Географическое местоположение и климат (например, офшорный или наземный участок, ветер, температура)
- Выбор технологии в зависимости от полного диапазона условий сжигания (например, скорость подачи газа, его состав и давление могут влиять на формирование выбросов)
- Требования к конструкции и обслуживанию (например, неправильный выбор размера и плохое техобслуживание может привести к неполному сжиганию с формированием дыма и ЧУ)
- Стоимость технологий (значительные различия между установками различных конструкций)
- Стоимость и доступность коммунальной инфраструктуры (влияют на затраты на установку и эксплуатацию)
- Сравнительная оценка затрат и выгод (отсутствие прямых экономических выгод, только опосредованные - от снижения выбросов загрязнителей и соответствующего экологического ущерба)

Ссылки

- Конструкции факельных установок для эффективного функционирования и контроля: <https://www.flowcontrolnetwork.com/flare-gas-system-design-for-efficient-control-and-operation/>
- Факельные системы – Варианты конструкции, ключевые параметры для оптимизации: <https://www.ogj.com/articles/print/volume-90/issue-47/in-this-issue/refining/flare-systems-1-design-alternatives-components-key-to-optimum-flares.html>
- Параметры надлежащим образом спроектированных и управляемых факельных установок: <https://www3.epa.gov/airtoxics/flare/2012flaretechreport.pdf>
- Эмиссионные факторы частиц черного углерода факельных установок «выталкивающей силы» для попутного газа: https://www.researchgate.net/publication/223963699_Black_carbon_particulate_matter_emission_factors_for_buoyancy-driven_associated_gas_flares

3.8.1 Технические аспекты

Во время факельного сжигания газа образуются в основном водяные пары и CO_2 , но также и ряд загрязнителей, таких как твердые частицы (включая ЧУ), NO_x и SO_x . Формирование ЧУ является результатом очень сложного процесса, включающего в себя несколько этапов химического и физического роста и разрушения частиц²¹¹, управляемого законами сохранения массы и момента и принципами преобразования энергии. На процесс оказывают влияние скорость подачи газа на факельной установке²¹², состав факельного газа, стабильность горения²¹³, диаметр факельной трубы, конструкция факельного оголовка²¹⁴ и другие параметры конструкции факельной системы, а также ветер и другие внешние факторы. Конечное количество выбросов ЧУ от факельной установки является результатом противодействующих эффектов формирования и окисления частиц. Эксперименты показали, что формирование ЧУ возрастает с ростом плотности газа и диаметром факельного оголовка, но сильнее всего формирование ЧУ коррелирует с теплотой сгорания газа.

Поставщики факельных установок разработали технологии сжигания газа безопасным и экологически чистым способом. В течение долгого времени технические усовершенствования были направлены в основном на достижение высокой эффективности сгорания и работы без образования дыма. За последние 50 лет для достижения этих целей было разработано много технологий, однако в последнее время все больше внимания уделяется снижению выбросов загрязнителей воздуха, таких как NO_x , SO_x и частицы, включая ЧУ.

Выбор и конструкция факельных систем зависит от их конкретного применения. На выбор факельной системы влияют технические критерии, критерии безопасности, а также экологические критерии и требования. В связи с этим важно отметить, что экологические требования никогда не приоритизируются в ущерб требованиям безопасности. Кроме того, критическим фактором при выборе конструкции факельной системы являются затраты. Для наземных факельных систем важным аспектом при планировании конструкции факельной установки является также потенциальное воздействие шума и света на местное население.

До принятия решений о стратегиях снижения выбросов ЧУ путем оптимизации процесса сжигания необходимо собрать подробную информацию о факельных установках высокого давления, низкого давления, вентиляционных установках, а также об установках для специфических областей применения (таких, например, как поддерживающие установки, установки для сжигания испарений из резервуаров или установки для сжигания

H_2S). Анализ тенденций развития современных технологий факельного сжигания показывает, что на некоторых новых установках существуют системы утилизации факельного газа, а также возможна работа установки без пускового факела. В основном, на большей части относительно старых установок до сих пор используются пусковые факелы, даже в случаях когда большая часть ПНГ утилизируется. На многих старых установках, как и на большей части новых, как на наземных так и на офшорных участках нефтедобычи, в качестве продувочного газа используется N_2 . На офшорных участках популярно увеличение скорости подачи газа с целью повысить эффективность сгорания. На наземных участках, разрабатываемых за последние 10 лет, чаще всего используются простые, не усовершенствованные факельные установки. Важно отметить, что технологии применяемые в арктических регионах характеризуются широким диапазоном конструкций, вариантов и параметров установок, и специфичных для конкретных участков условий.

Несмотря на все возрастающее число публикаций с результатами измерений выбросов от факельного сжигания, в настоящее время существует недостаток данных о потенциалах снижения выбросов различных технологий, и прежде всего это касается выбросов ЧУ. Однако исходя только из визуальных оценок (наличие дыма) надлежащая конструкция и обслуживание факельных установок, вероятно, имеют значительное влияние на выбросы ЧУ. Улучшение количественных оценок выбросов ЧУ от установок факельного сжигания газа будет способствовать идентификации доступных по цене, эффективных в краткосрочной перспективе и применимых в широких масштабах решений для снижения выбросов ЧУ. Данные ЭЦНДТ таким образом основаны на качественных улучшениях согласно оценкам нефтяных компаний и экспертов по факельному сжиганию. По сравнению с другими ЭЦНДТ, представленными в данном документе, информация о снижении выбросов ЧУ, достигаемом с помощью оптимизации условий сжигания, довольно ограничена. Различные международные группы исследователей активно работают в этой области и стараются лучше понять взаимосвязь между сложным процессом формирования частиц и турбулентными условиями в установках факельного сжигания газа. В то время как основные определяющие параметры пока не идентифицированы, некоторые важные взаимосвязи уже установлены.

3.8.1.1 Усовершенствованные технологии факельных систем

Снижение выбросов может быть достигнуто с помощью установки более подходящих и более новых факельных систем. В настоящее время изготовители факельных установок предлагают широкое разнообразие их типов.

²¹¹ Несмотря на то, что термины «эффективность сгорания» и «эффективность разрушения» часто употребляют как синонимы, они основаны на измерениях различных параметров. Эффективность разрушения является мерой разрушения числа изначально содержащихся в газе углеводородов в процессе их сгорания, в то время как эффективность сгорания относится к доле изначально содержащихся в газе углеводородов, которые полностью сгорают с образованием CO_2 и водных паров. Эффективность разрушения всегда выше или равна эффективности сгорания.

²¹² Диффузионные потоки пламени получают O_2 для горения путем диффузии окружающего атмосферного воздуха в поток. Высокая скорость потока газа в факельной установке может требовать большей скорости подачи воздуха, чем скорость, обеспечиваемая простой диффузией. Этот потенциальный недостаток воздуха необходимо принимать в расчет при выборе подходящей конструкции факельного оголовка.

²¹³ Стабильность горения можно улучшить с помощью современных методов, таких, например, как внедрение стабилизаторов пламени по внутреннему периметру факельного оголовка. Наконечники горелок современного дизайна, со стабилизаторами пламени, могут поддерживать стабильное горение в широком диапазоне скоростей подачи факельного газа. Другими словами, в современных факельных системах максимальная пропускная способность факельного оголовка обычно ограничена давлением отходящего потока, достаточным для преодоления падения давления в системе, а не факельной трубой или оголовком. Индикативно, выбранный размер повышенного диаметра факельной установки должен обеспечивать скорость паров при максимальном расходе газа в размере около 40% скорости самого газа.

²¹⁴ В большинстве случаев, оптимальная конструкция факельного оголовка зависит от локальных установок и от условий, специфичных для данного конкретного участка нефтедобычи.

Выбор факельной системы в каждом отдельном случае и для определенной цели зависит в основном от скорости потока газа, состава, давления, доступности коммунальной инфраструктуры и связанных с ней затрат, а также требований безопасности, экологических и социальных требований. Как правило, считается, что факельные установки могут работать без образования дыма и выделять менее 2% несгоревших углеводородов (включая метан), если они подходящего размера и управляются и обслуживаются надлежащим образом. С другой стороны, неподходящая конструкция и плохое обслуживание могут приводить к доле несгоревших углеводородов более 30% и значительному дымообразованию.

На сегодняшний день доступны следующие типы факельных систем, включая системы с усовершенствованными технологиями:

- **Системы высокого давления:** когда избыточный газ подводится под высоким давлением, для достижения бездымного слабоизлучающего сжигания используются факельные установки высокого давления, преобразующие внутреннюю энергию газа под высоким давлением в кинетическую энергию и повышающие таким образом скорость смешивания с воздухом. Многоточечные технологии факельных установок высокого давления снижают число зон низкого давления и прогаров внутри установки и таким образом повышают эффективность сгорания и продлевают время жизни факельного оголовка²¹⁵.
- **Ступенчатые системы:** Система, состоящая из двух или более факельных установок или горелок, контролируемая таким образом, что число работающих установок пропорционально газовому потоку.
- **Наземные установки закрытого типа:** Факельные установки с множественными горелками сконструированы специально для применения в отрасли добычи и переработки нефти и газа. Наземные факельные установки закрытого типа имеют более сложную конструкцию, чем открытые факельные установки-трубы или наземные огражденные установки. Их экологические характеристики основаны на постоянном давлении и скорости потока газа. Более усовершенствованные наземные установки закрытого типа могут достигать еще лучших экологических характеристик, но по-прежнему предназначены для работы в узком окне операционных условий.
- **С подачей пара/воздуха/воды:** В зависимости от состава избыточного газа и доступной для факельной установки коммунальной инфраструктуры, могут использоваться оголовки с подачей воздуха или пара, которые увеличивают скорость смешивания с воздухом и ведут к бездымному сжиганию избыточных газов под низким давлением. Впрыскивание пара, воды и воздуха часто применяется на факельных установках. Обеспечивающие высокую скорость форсунки, обычно расположенные по внешнему периметру факельного

оголовка, увеличивают турбулентность газа в граничной зоне пламени путем подвода дополнительного воздуха для горения и таким образом повышают эффективность сгорания. На крупных факельных установках форсунки могут быть также вставлены концентрически в факельный оголовок. Высокоскоростное впрыскивание в пламя факельных установок может, помимо увеличения скорости смешивания с воздухом²¹⁶, приводить и к другим результатам. При использовании подачи пара, воды или воздуха при факельном сжигании необходимо контролировать количество используемого вспомогательного вещества для минимизации рисков его недостаточного или избыточного использования.

Все вышеперечисленные технологии являются хорошо отработанными, зарекомендовавшими себя на рынке и широко используемыми в глобальном масштабе. За исключением наземных факельных установок, они могут использоваться также на офшорных участках нефтедобычи. Однако при работе факельных установок с подачей пара низкотемпературные погодные условия в арктических регионах могут вызывать конденсацию и замерзание пара, закупоривая факельный оголовок. В таких случаях обычной практикой является отключение центральной подачи пара и увеличение скорости потока продувочного газа. Хорошей альтернативой в таких условиях являются факельные установки с подачей воздуха.

3.8.1.2 Диффузионные потоки пламени

В большинстве факельных установок горение происходит с помощью диффузионных потоков пламени. В такой конструкции воздух диффузирует с поверхности сжигаемого продукта по направлению к центру топливного потока, образуя кокон из сжигаемого газа вокруг сердцевины из топлива. При розжиге такая смесь создает стабильную зону пламени над кончиком горелки. Дым может возникнуть вследствие недостатка кислорода (O₂) или охлаждения углеродных частиц ниже их температуры горения. В крупных потоках пламени вокруг горячей части газа может образовываться воронка, перекрывающая доступ кислорода и вызывающая нестабильность отдельных участков горения или мерцание пламени, сопровождающееся формированием ЧУ. Обеспечение притока воздуха и смешивания с ним является, таким образом, крайне важным для минимизации образования дыма и максимизации сгорания. Различные конструкции факельных установок различаются главным образом степенью смешивания.

3.8.1.3 Управление факельными системами

Управление факельными системами может быть полностью автоматическим²¹⁷ или полностью ручным. Компоненты факельной системы, позволяющей автоматическое управление, включают вспомогательный газ, систему

²¹⁵ Форсунки высокого давления создают высокоскоростной поток газа, который увеличивает скорость подачи воздуха и значительно снижает излучение от пламени. Установки высокого давления в комбинации со вспомогательными веществами (пар, вода, воздух) снижают тепловое излучение и формирование дыма.

²¹⁶ Существует множество теорий, объясняющих механизм снижения образования дыма с помощью пара. Согласно одной из теорий, пар минимизирует полимеризацию путем смешивания углеродородных молекул, формирует кислородные компоненты, сгорающие с низкой скоростью, и создает температуру, неблагоприятную для расщепления и полимеризации молекул.

²¹⁷ Автоматическое управление на основе потока факельного газа, излучения пламени или других методов, таких как наблюдение за пламенем с помощью камеры или тепловизора, является эффективным для современных факельных установок. Поток пара (для факельных установок с впрыскиванием пара) также можно контролировать таким способом, чтобы поддерживать отсутствие дыма, обеспечивать быстрое реагирование на необходимость подачи пара и лучшее регулирование его количества. Для оптимизации использования пара применяются также инфракрасные сенсоры, определяющие характеристики пламени и автоматически корректирующие скорость потока пара для поддержания бездымного сжигания. Надлежащим образом минимизировать потребление пара можно путем контроля потока на основании скорости потока отходящего газа или с помощью визуального мониторинга дыма.

розжига и впрыск пара (при использовании пара). Потребление топливного газа можно минимизировать путем непрерывных измерений расхода отходящего газа и его теплотворности и автоматической корректировки количества вспомогательного топлива, необходимого для поддержания требуемого минимального расхода газа. Панели автоматического розжига «чувствуют» наличие пламени с помощью визуальных температурных измерений или термальных сенсоров и подают пусковой газ для розжига при срывах пламени. Потребление топлива пусковым факелом следует, насколько это возможно, минимизировать, но без ущерба для возможности розжига факельной установки при любых условиях.

3.8.1.4 Конструкция барабанных сепараторов

Конструкция и обслуживание барабанных сепараторов также могут оказывать влияние на выбросы ЧУ от факельного сжигания. Барабанные сепараторы используются для отделения от газа любых жидкостей до факельного сжигания. При неправильных размерах или отсутствии надлежащего обслуживания капли жидкости могут захватываться газовым потоком, что приводит к образованию дыма. Установки микроконденсации (ЭЦНДТ 6), способствующие утилизации жидкостей, могут считаться альтернативным вариантом снижения выбросов ЧУ.

Экономические аспекты конструкции сосуда определяют выбор между горизонтальным или вертикальным барабаном²¹⁸. Когда необходим объемный сосуд для хранения жидкостей и поток пара довольно интенсивный, более экономичным вариантом, как правило, является горизонтальный барабан. Сепараторы с вертикальным барабаном применяются в случаях, когда объемы жидкостей невелики, пространство для ее сбора ограничено либо при необходимости легкого контроля уровня. Здесь предполагается, что размеры барабана не рассчитаны на случаи экстренного факельного сжигания и что поток жидкости минимален. Правильно выбранный размер барабанного сепаратора и надлежащее обращение с ним также могут иметь непосредственное влияние на выбросы ЧУ и должны поэтому приниматься в расчет.

3.8.1.5 Установки утилизации факельного газа (FGRU)

Решение «нулевое факельное сжигание» не исключает наличия факельных установок, которые являются важными с точки зрения безопасности, но означает значительные изменения в конструкции и режимах работы факельных систем. Установки «нулевого сжигания», такие как установки утилизации факельного газа (FGRU), предназначены для утилизации или повторного использования избыточного газа, образующегося в нормальных условиях эксплуатации скважины. Расположенные на пути газа к факельной установке, FGRU предназначены для улавливания части или всего избыточного газа до сжигания. Отходящий газ утилизируется из головки факела, сжимается и снова поступает в общую газовую систему. Установка FGRU может

быть соединена с системой отключения факела и надежной системой розжига, предотвращая таким образом постоянный поток пламени (факельная установка обычно погашена). Установки FGRU и системы розжига факела являются хорошо отработанными технологиями, внедренными на множестве факельных установок в глобальном масштабе; они могут быть интегрированы в существующие факельные системы – как наземные так и офшорные.

3.8.2 Инвестиционные аспекты

Стоимость факельных систем сильно варьирует. В зависимости от типа технологий, капитальные затраты на усовершенствованную факельную систему могут быть на 20% выше, чем затраты на стандартную факельную установку-трубу. Так как для замены факельного оголовка, как правило, необходимо отключение всей факельной установки, время жизни факельного оголовка является ключевым фактором затрат на установку. Ожидаемая частота замены факельного оголовка различается для разных типов факельных систем.

Информации о том, как параметры конструкции факельных установок влияют на количество выбросов ЧУ и CH₄ из факельных труб, на сегодняшний день пока недостаточно. Кроме того, попытки оптимизировать условия сжигания для снижения выбросов ЧУ не несут никаких реальных экономических выгод компаниям, таким образом решения об инвестициях в оптимизацию условий сжигания будут в основном связаны с выгодами неэкономического характера.

В то время как существующие технологии удовлетворяют требованиям безопасности на участках нефтедобычи, многие компании не внедряют НДТ факельного сжигания и снижения выбросов. При проведении предварительных оценок НДТ необходимо принимать в расчет затраты²¹⁹ и выгоды альтернативных решений.

²¹⁸ В вертикальных барабанах жидкие частицы отделяются в случае, когда время нахождения паров в барабане больше времени, необходимого для перемещения на доступную высоту при скорости осаждения жидких частиц (т.е. если вертикальная скорость газа меньше скорости осаждения). Кроме того, вертикальная скорость газа должна быть достаточно невелика для выпадения капель жидкости. Так как факельные установки приспособлены для наличия капель жидкости небольшого размера, возможная вертикальная скорость основана на отделении капель диаметром 300-600 микрон.

²¹⁹ Эти затраты зависят от локальных условий, особенно для старых установок.

Сводная таблица ЭЦНДТ снижения выбросов черного углерода от факельного сжигания газа

4

В данной таблице представлен краткий обзор ЭЦНДТ, рассмотренных в отчете.

| Стратегия | Краткое описание | Применимость в Арктике |
|--|--|---|
| ЭЦНДТ 1: Максимально возможное локальное использование – Генерация тепла и электроэнергии | Попутный газ утилизируется из факельной трубы и направляется на предварительную обработку, и (дополнительно) отделение газоконденсатных жидкостей (ЭЦНДТ 6), а затем используется в качестве топлива для генерации тепла и/или электроэнергии (с дополнительной возможностью рекуперации тепла отработанного газа с помощью парогенератора). | <ul style="list-style-type: none"> • В районах с труднодоступными сетями электроснабжения или большими расстояниями транспорта топлив для обеспечения электроснабжения (дизель и др.) • В районах с низкими температурами воздуха (эффективность двигателей и турбин немного выше) • В среде с низкими температурами и более высокими требованиями к наличию тепла для производственных процессов • В районах с высокими тарифами на электроэнергию (где электричество используется как основной источник энергии) или топливо для ее генерации |
| ЭЦНДТ 2: Максимально возможное локальное использование – Обратная закачка | Попутный газ утилизируется из факельной трубы и снова закачивается либо в разрабатываемые пласты для увеличения нефтеотдачи и поддержания давления, либо в другие подходящие, как правило, недалеко расположенные истощенные пласты, для временного или постоянного хранения. | <ul style="list-style-type: none"> • Месторождения на поздних стадиях разработки в отдаленных регионах вдали от коммунальной инфраструктуры (газопровода, газоперерабатывающих заводов, электросетей) • Месторождения вблизи истощенных пластов или других подходящих объектов для обратной закачки (например соляных каверн) • Разработанные месторождения, где увеличение нефтеотдачи от обратной закачки приносит выгоды в виде продления срока эксплуатации скважины • Месторождения, где проекты утилизации газа или его преобразования в продукты (GTL, LNG) находятся в стадии близкой к завершению или где утилизация и продажа могут стать экономически выгодными в обозримом будущем |
| ЭЦНДТ 3: Продажа товарной продукции – Природный газ | Попутный газ утилизируется из факельной трубы и направляется на предварительную обработку и отделение газоконденсатных жидкостей (ЭЦНДТ 6) до продажи и транспортировки с помощью газопровода, в виде сжатого природного газа (CNG) или сжиженного природного газа (LNG). В зависимости от рыночных требований, газоконденсатные жидкости могут отделяться на том же участке и продаваться отдельно либо направляться на отдельные перерабатывающие предприятия. | <ul style="list-style-type: none"> • Регионы с экономически выгодным расстоянием до сетей с природным газом • Месторождения вблизи существующих перерабатывающих предприятий • Области вблизи местных рынков сбыта со спросом на энергию (замещение газом других топлив – бензина, дизеля – может представлять потенциал) • Месторождения расположенные близко друг к другу (достаточно близко для создания кластеров) • Месторождения недалеко от крупных инфраструктурных проектов (например, сетей газопровода, крупномасштабных LNG проектов) • Месторождения с доступными путями транспорта товарных CNG/LNG (не покрытыми снегом дорогами, железными дорогами, морскими транспортными путями) |
| ЭЦНДТ 4: Продажа товарной продукции – Жидкие углеводородные продукты | Попутный газ утилизируется из факельной трубы и направляется на предварительную обработку и отделение газоконденсатных жидкостей (в зависимости от состава и технологии) и затем преобразуется путем одного из производственных процессов Gas-to-Liquid («газ в жидкость», GTL), Gas-to-Chemical («газ в химикат», GTC), или аммиачного процесса (NH ₃) в ценный углеводородный жидкий продукт, включая такие как дизель, бензин, авиатопливо, метанол или сельскохозяйственные удобрения. | <ul style="list-style-type: none"> • Регионы вдали от сетей газопроводов ЭЦНДТ 3) или электросетей (ЭЦНДТ 5), но с локальным спросом на жидкие топлива, метанол или аммиак²²¹ • Регионы с особенно высокой стоимостью продукции (дизеля, бензина и т.д.) • Регионы с ресурсом воды для генерации пара (часто встречаются в Арктике) • Отдаленные и/или офшорные арктические месторождения – кандидаты для новых маломасштабных технологий GTL/GTC |
| ЭЦНДТ 5: Продажа товарной продукции – Электроэнергия | Попутный газ утилизируется из факельной трубы и направляется на предварительную обработку, если применимо – генерацию электроэнергии для локальных нужд (ЭЦНДТ 1) и (желательно) отделение газоконденсатных жидкостей (ЭЦНДТ 6) а затем используется в качестве топлива, подаваемого в газовые двигатели, газовые или паровые турбины для генерации электроэнергии на продажу. Этот процесс называют Gas-to-Wire («газ в провода», GTW). | <ul style="list-style-type: none"> • Регионы без доступа к дорогам или морю, но с находящимися неподалеку электрическими сетями (линией передачи или подстанцией), которые могут быть использованы с экономической выгодой • Области с низкими температурами и высотой над уровнем моря, где двигатели-электрогенераторы могут достигать значительной эффективности (однако сильно зависят от доступных объемов ПНГ) • Области с высокими тарифами на электричество, где GTW характеризуется особо привлекательным доходом на инвестиции по сравнению с другими вариантами оптимизации |
| ЭЦНДТ 6: Снижение доли тяжелых компонентов – отделение газоконденсатных жидкостей | Попутный газ утилизируется из факельной трубы и направляется на предварительную обработку перед тем как газоконденсатные жидкости (ГКЖ) перерабатываются и разделяются на сжиженный нефтяной газ (LPG) и конденсат. ГКЖ можно использовать для увеличения плотности нефти в градусах API либо продавать (оптимально – после фракционирования на отдельные продукты согласно рыночным требованиям). Оставшийся сухой газ можно утилизировать применяя другие ЭЦНДТ либо, в отсутствие других применимых альтернатив, сжигать на факельных установках. | <ul style="list-style-type: none"> • Отдаленные регионы, где отсутствуют осуществимые решения для продажи ПНГ без отделения ГКЖ (требования к транспортировке ГКЖ сохраняются) • Небольшие месторождения где продажи природного газа не выгодны, но где спрос на ГКЖ (для обогрева, готовки, транспорта) есть либо может быть создан путем замещения других углеводородных топлив |
| ЭЦНДТ 7: Оптимизация условий сжигания – Усовершенствованные технологии | Попутный газ утилизируется из стандартной факельной трубы и направляется в сепаратор соответствующего размера для удаления тяжелых углеводородов из потока до того как его направляют в улучшенную факельную трубу, где происходит сжигание с использованием усовершенствованного факельного оголовка и современной системы розжига. | <ul style="list-style-type: none"> • Отдаленные регионы, где нет технически или экономически доступных вариантов утилизации ПНГ для других целей • Регионы с температурой ниже нуля, где факелы с подачей воздуха – хорошая альтернатива факелам с подачей пара, которые закупориваются при низких температурах (в зависимости от состава газа) |

²²¹ Могут конкурировать с продукцией крупных заводов, расположенных дальше.

Приложение: Обзор существующих технических руководств и соответствующих национальных законодательств

Обзор существующих технических руководств по НДТ выявляет, что конкретные технологии снижения выбросов ЧУ от факельного сжигания ПНГ в отраслях нефте- и газодобычи практически не упоминаются. В некоторых руководствах представлена информация о ТЧ, но без упоминания ЧУ. Ни один из документов не

устанавливает предельные значения выбросов для ЧУ. Факельное сжигание часто обобщается, и упомянутые в руководствах технологии снижения объемов сжигания и соответствующих выбросов могут предназначаться для использования и на других промышленных предприятиях (например, на нефтеперерабатывающих заводах), что создает

| Страна/ регион | Руководство по НДТ | Включенные типы деятельности в нефтегазовой промышленности | Рассмотрено ли факельное сжигание? | Рассмотрены ли технологии снижения объемов факельного сжигания? | Представлена ли информация о затратах? | Включенные типы выбросов |
|------------------|--|--|---|--|--|---|
| Европейский Союз | EU IED БРЕФ Переработка нефти и газа | Переработка | Да | Да | Нет | CO, CO ₂ , SO ₂ , NO _x , PM, VOCs |
| | EU IED БРЕФ Энергоэффективность | Энергоэффективность | Да | Частично; Внедрение систем утилизации факельного газа для избыточных газов | - | - |
| | EU IED БРЕФ Выбросы от хранения | Выбросы от хранения углеводородов | Да | Частично; внедрение процедур утилизации и процессов для ЛОСов с возможностью факельного сжигания | Ограничена; 9 - 625 Евро/ м3/час для факельной установки над уровнем земли | ЛОСы |
| | Руководство по НДТ при добыче и производстве углеводородов | Добыча и производство | Да | Да | Нет | Качественные методы |
| | EU IED БРЕФ Крупные установки сжигания | Процессы сжигания | Нет | - | - | - |
| | Россия | Добыча природного газа | Добыча и производство газа и конденсата | Да | Да | Нет |
| | Добыча нефти | Добыча и производство нефти | Да | Да | Нет | C ₁ -C ₅ , C ₆ -C ₁₀ , CO, CH ₄ , H ₂ S |
| | Переработка нефти | Переработка нефти | Да | Да | Нет | Нет |
| | Переработка природного и попутного газа | Переработка газа | Нет | - | - | - |

определенные сложности, так как решения часто специфичны для конкретных участков и могут очень различаться в зависимости от применяемых промышленных процессов. Также для всех упомянутых технологий снижения выбросов ЧУ от факельного сжигания практически отсутствует информация о затратах и оценки применимости технологий.

| Представленные рекомендации по снижению объемов факельного сжигания | Установлены ли предельные значения выбросов? | Источник |
|---|--|----------|
| Разрешить только внеплановое факельное сжигание только для обеспечения безопасности. «При неизбежности факельного сжигания, пересмотреть конструкцию и дизайн факельной установки (применимо к новым установкам – установки утилизации факельного газа могут быть встроены в существующие факельные системы), методы управления, мониторинга и отчетности (применимо в общем)» | Нет | 1 |
| Использовать избыточный газ в качестве топлива в различных промышленных отраслях. «Если формируются токсичные газы, то для сжигания избыточного газа следует использовать инсинератор, а не факельную установку. Однако основным преимуществом факельных установок является намного более широкий динамический диапазон. Газ подаваемый на факельную установку сжигается без какой-либо утилизации энергии. Можно установить установку утилизации факельного газа, перенаправляющую поток в общую локальную систему топливного газа» | - | 2 |
| Применять технологии контроля выбросов ЛОС при хранении углеводородов, в частности «контроль выбросов в результате утечек из центробежных компрессоров с применением факельного сжигания или системы утилизации». «Технологии снижения выбросов ЛОСов в атмосферу от процессов хранения включают в себя окисление отходящих паров в технологических нагревательных системах, специально предназначенных для этой цели инсинераторах, газовых двигателях или факельных установках. Утечки паров, поступающие в закрытое пространство между двумя уплотнителями насосов, можно эффективно направить на факельную установку или в систему утилизации паров, что позволяет достигать значений выбросов ниже 0.01 г/час (ниже 0.1 г/сутки), соответствующих выходным концентрациям ниже 10 ppm». | Частично; Подходящим диапазоном потока ЛОСов считается поток до 1800000 м ³ /час | 3 |
| Главы 11 и 21 | Нет | 4 |
| - | - | 5 |
| Применять НДТ утилизации ПНГ, включая: <ul style="list-style-type: none"> - Транспортировку ПНГ на газоперерабатывающие заводы для переработки - Предварительную обработку газа и транспортировку по национальному газопроводу - Утилизацию ПНГ для генерации электроэнергии и тепла - Утилизацию ПНГ для локальных нужд на участке - Обратную закачку ПНГ | Да; среднее количество выбросов сажи (г/с) для установок факельного сжигания, предельные значения выбросов ТЧ (в кг загрязнителя на тонну нефтяного эквивалента) указаны для процессов отделения (абсорбционной дегидратации, низкотемпературной сепарации) и утилизации ПНГ | 6 |
| Применять НДТ утилизации ПНГ, включая: <ul style="list-style-type: none"> - Предварительную обработку газа и транспортировку по национальному газопроводу - Утилизацию ПНГ для генерации электроэнергии и тепла - Утилизацию ПНГ на газоперерабатывающих заводах или для производства электроэнергии - Утилизацию ПНГ для локальных нужд на участке - Обратную закачку ПНГ - Закачку ПНГ в подземные резервуары для хранения | Да; значения выбросов ряда загрязнителей (за исключением сажи и ТЧ) указаны в кг на тонну нефтяного эквивалента | 7 |
| Ограничить факельное сжигание внештатными ситуациями и особыми условиями/периодами эксплуатации (отключение или запуск установок) Оптимизировать конструкцию факельных установок Непрерывный мониторинг количества и состава газа, подаваемого на факельные установки | Нет | 8 |
| - | - | 9 |

¹ https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/REF_BREF_2015.pdf

² https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/ENE_Adopted_02-2009.pdf

³ https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/esb_bref_0706.pdf

⁴ https://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/hydrocarbons_guidance_doc.pdf

⁵ https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/LCP/RC_107769_LCPBref_2017.pdf

⁶ <https://www.gost.ru/documentManager/rest/file/load/1520858355339>

⁷ <https://www.gost.ru/documentManager/rest/file/load/1520858330116>

⁸ <https://www.gost.ru/documentManager/rest/file/load/1520858513552>

⁹ <https://www.gost.ru/documentManager/rest/file/load/1520860549947>

Аббревиатуры

| | |
|------------------|--|
| API | Американский Институт Нефти |
| ПНГ | Попутный нефтяной газ |
| ЭЦНДТ | Экономически Целесообразные Наилучшие Доступные Технологии |
| НДТ | Наилучшие Доступные Технологии |
| BBL | Баррели |
| ЧУ | Черный углерод |
| BCM | Миллиарды кубических метров |
| BPD | Баррели в сутки |
| BTU | Британская тепловая единица |
| CAPEX | Капитальные затраты |
| CH ₄ | Метан |
| CNG | Сжатый природный газ |
| CO | Моноксид углерода |
| CO ₂ | Диоксид углерода |
| DME | Диметилвый эфир |
| EOR | Увеличение нефтеотдачи пластов |
| FGRU | Установка утилизации факельного газа |
| FT | Фишер-Тропш |
| GOR | Газонефтяной фактор |
| GPP | Газоперерабатывающий завод |
| GTC | Газ-в-химикат |
| GTL | Газ-в-жидкость |
| GTW | Газ-в-провода |
| H ₂ | Водород |
| H ₂ O | Вода |
| H ₂ S | Сероводород |
| HHV | Высшая теплота сгорания |
| HP | Лошадиная сила |
| HV | Высокое напряжение |
| JT | Джоуль-Томсон |
| KM | Километр |
| кВтч | КилоВатт-час |
| LHV | Низшая теплота сгорания |
| LNG | Сжиженный природный газ |
| LPG | Сжиженный нефтяной газ |
| LTS | Низкотемпературная сепарация |
| LV | Низкое напряжение |
| MJ | МегаДжоуль |
| MSCF | Тысяча стандартных кубических футов |
| MMBTU | Миллион британских тепловых единиц |
| MMSCFD | Миллион стандартных кубических футов в сутки |
| MMTPA | Миллион тонн в год |
| MRU | Установка механического охлаждения |
| MV | Среднее напряжение |
| MW | МегаВатт |
| NAG | Свободный природный газ |
| N ₂ | Азот |
| NCV | Низшая теплота сгорания (нетто показатель теплотворности) |
| NG | Природный газ |
| NGL | Газоконденсатные жидкости |
| NO _x | Оксиды азота |
| O ₂ | Кислород |
| O&G | Нефть и газ |
| OPEX | Эксплуатационные затраты |
| PGFC | Камеры сгорания факельного типа |

| | |
|-----------------|-----------------------------------|
| ТЧ | Твердые частицы |
| PSI | Фунт на квадратный дюйм |
| ROI | Доход на инвестиции |
| SCF | Стандартный кубический фут |
| SCM | Стандартный кубический метр |
| SO _x | Оксиды серы |
| SOFC | Твердооксидные топливные элементы |
| TEG | Термоэлектродгенератор |
| TPD | Тонны в сутки |
| USD | Доллары США |
| ЛОС | Летучее органическое соединение |



Настоящий документ подготовлен при финансовой поддержке Европейского Союза. Содержание документа является исключительной прерогативой авторов и ни при каких обстоятельствах не может рассматриваться как отражение позиции Европейского Союза