Carbon Limits









ЛУЧШИЕ МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ МЕТАНА И ЧЕРНОГО УГЛЕРОДА ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ

Ноябрь 2012

Содержание

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ 3
1. ВВЕДЕНИЕ И МЕТОДОЛОГИЯ 10
2. ВЫБРОСЫ CH_4 И ЧЕРНОГО УГЛЕРОДА В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ 11
3. ФАКЕЛЬНОЕ СЖИГАНИЕ ГАЗА И СБРОС ГАЗА 13
3.1 Увеличение утилизации газа 14
3.2 Оптимизация условий сжигания 17
3.3 Снижение сброса газа 19
4. ВЫБРОСЫ МЕТАНА 20
4.1 Источники, связанные с осушкой и обеспечением потока 20
4.2 Пневматические средства контроля 24
4.3 Хранение и погрузка нефтепродуктов 25
4.4 Летучие выбросы метана 31
4.5 Центробежные компрессоры 33
4.6 Поршневые компрессоры 34
4.7 Прочие источники выбросов метана 35
5. ВЫБРОСЫ ЧЕРНОГО УГЛЕРОДА – ПЕРЕДОВОЙ ОПЫТ 36
5.1 Стационарные дизельные двигатели и котлы 36
5.2 Выбросы от судов и кораблей 38
5.3 Прочие источники выбросов черного углерода 41
6. СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ ЧЕРНОГО УГЛЕРОДА И CH_4: ПРЕГРАДЫ И ЗАТРАТЫ НА СНИЖЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ 42
6.1 Затраты на снижение загрязнения окружающей среды в Арктическом регионе 42
6.1.1 Факторы, влияющие на затраты, направленные на снижение загрязнения окружающей среды в Арктическом регионе 42
6.1.2 Методология расчета затрат, направленных на снижение загрязнения окружающей среды 43
6.1.3 Затраты на снижение загрязнения окружающей среды 45
6.2 Прочие преграды, связанные с выявлением или реализацией проектов 48
7. ИТОГИ И ВЫВОДЫ 50
8. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ 53
ПРИЛОЖЕНИЕ 1: ОПРОШЕННЫЕ КОМПАНИИ/ОРГАНИЗАЦИИ 55
ПРИЛОЖЕНИЕ 2: СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ АББРЕВИАТУР 56

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ

КОНТЕКСТ И ЦЕЛИ

Добыча нефти и газа в Арктическом регионе достигла существенных масштабов, и предполагается, что она будет расширяться и дальше, с сопутствующим значительным увеличением выбросов метана и черного углерода. В результате этих действий, «Целевая группа Арктического совета по вопросам нестойких соединений, способствующих изменению климата» определила нефтегазовый сектор как зону особого внимания в работе по сокращению нестойких соединений, способствующих изменению климата (НССИК[1]). В связи с этим, Министерство окружающей среды Норвегии как один из членов Целевой группы Арктического Совета по вопросам НССИК поручило компании «Carbon Limits» оценить лучшие методы снижения выбросов черного углерода и метана при добыче нефти и газа в Арктике[2]. Данное исследование имеет три основные цели:

- Задокументировать лучшие доступные технологии сокращения выбросов черного углерода и метана,
- Оценить их затраты на снижение загрязнения окружающей среды в условиях Арктики,
- Задокументировать современные методы сокращения выбросов, применяемые в разных арктических странах.

Доклад основывается на обширном обзоре литературы, включая более 50 опросов различных соответствующих заинтересованных сторон: представителей нефтяных и газовых компаний, поставщиков технологий и услуг, неправительственных организаций и регулирующих органов.

ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ЧЕРНОГО УГЛЕРОДА И МЕТАНА

Черный углерод и метан классифицируются как НССИК, так как время их нахождения в атмосфере является относительно коротким. Выбросы черного углерода вызваны неполным сгоранием ископаемого вида топлива, биотоплива и биомассы. В нефтегазовом секторе существует целый ряд различных источников выбросов метана, которые обычно классифицируются на сбрасываемые (преднамеренные выбросы) или на летучие выбросы (непреднамеренные выбросы/утечки).

На следующем рисунке представлен обзор основных потенциальных источников выбросов метана и черного углерода.

[1] Также называются «Нестойкие загрязняющие вещества, способствующие изменению климата» (НЗВСИК)

[2] Этот отчет основывается на ранее опубликованном документе организации Clean Air Task Force (CATF) «Лучшие методы снижения выбросов метана и черного углерода при добыче нефти и газа в Арктике»

РИСУНОК А: ОБЗОР ОСНОВНЫХ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ МЕТАНА И ЧЕРНОГО УГЛЕРОДА



ЛУЧШИЕ МЕТОДЫ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ЧЕРНОГО УГЛЕРОДА И МЕТАНА

Данное исследование подтвердило, что ряд проверенных технологий позволяет сократить объем выбросов черного углерода и метана при разведке и добыче нефти и газа. В большинстве случаев эти технологии пригодны к использованию в арктических условиях и при правильной разработке и поддержке способны значительно сократить выбросы. Представленные варианты сокращения выбросов могут привести к повышению либо снижению объемов выбросов иных загрязняющих веществ, поэтому при их рассмотрении всегда необходимо учитывать полное воздействие на окружающую среду.

В следующей таблице представлена краткая информация о вариантах сокращения выбросов[3]

Источник выбросов	Черный Углерод (ЧУ) / CH_4?	Технология /практика	Развитость	Морская / Наземная деятельность	Возможность развития Разведки?	Сокращение выбросов	Дополнительные комментарии, другие результаты реализации Технологии / практики
Центробежные компрессоры	CH_4	Сухое уплотнение	В	ОБЕ	ДА	**94%**	Требуется слишком много времени на модернизацию
		Система сбора паров уплотнительного масла	В	ОБЕ		**95%**	(1)
Поршневые компрессоры	CH_4	Экономичная замена уплотнения штока	В	ОБЕ	ДА	**50%-65%**	
		Сбор и использование / факельное сжигание	С			**95%**	
Сброс газа	CH_4	Факельное сжигание вместо сброса	В	ОБЕ	ДА	**До 98%**[4]	↗ CO_2 и вероятно ↗ ЧУ
		Утилизация газа	В	ОБЕ	НЕТ	**Меняется**	
Хранение и погрузка нефтепродуктов	CH_4	Снижение рабочего давления при разведке и добыче	В	ОБЕ	НП	**До 30%**	↘ ЛОС до 30% для -1 бар
		Увеличение давления в резервуаре	Н- С			**10-20%**	↘ЛОС до 10-20% для >0.2 бар
		Изменение геометрии погрузочного трубопровода	С			**Мало данных**	↘ЛОС до 50%
		УУП: Сжатие газа	В			**95%**	↘ЛОС к 95%
		УУП: Эжектор	В			**>95%**	↘ЛОС>95%
		УУП: конденсация ЛОС и сбор газа	С - В			**95%**	↘ЛОС к 95%
Дегидратация гликоля и обеспечение потока	CH_4	Установка сепаратора очистки гликоля (СОГ) Оптимизация скорости циркуляции гликоля	В	ОБЕ	НП	**90%**	
		Использование электронасоса			НП	**80%**	
		Изменение маршрута скиммер-газа			НП	**95%**	
Летучие выбросы	CH_4	Целевой осмотр и обслуживание	В	ОБЕ	ДА	**60%-80%**	
		Обнаружение подводных утечек и ремонт	С	Морская	НП	**Не определено**	

[3] Обозначения в таблице: В: Высокая, С: Средняя, Н: Низкая; НП: Не Применимо

[4] Зависит от полноты сгорания факела

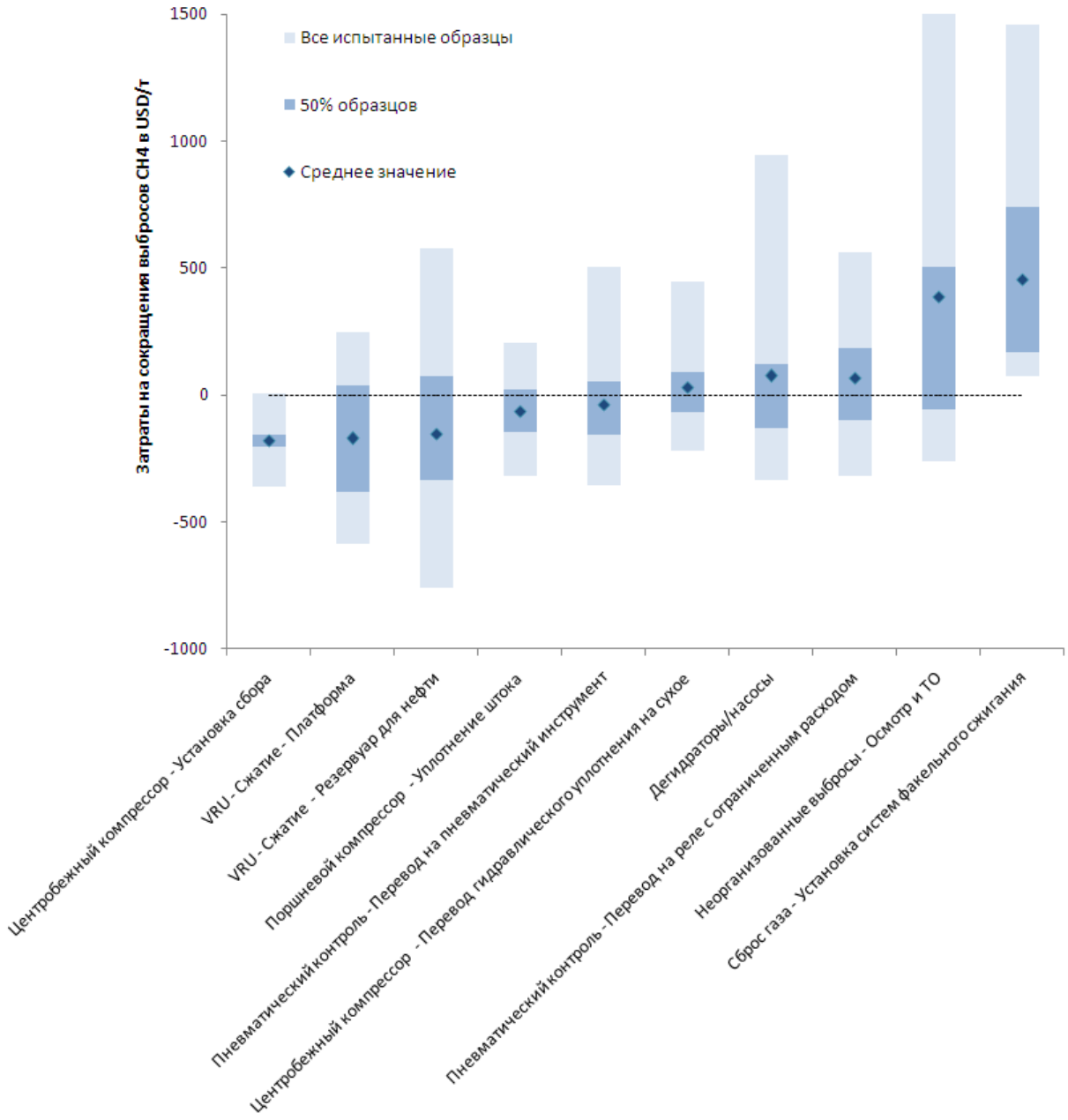
Пневматические устройства	CH_4	Замена на реле с ограниченным расходом	В	ОБЕ	НП	**90%**	
		Модернизация для ограничения расхода	В		НП	**90%**	
		Замена на пневматический инструмент	В		НП	**100%**	
Сжигание на факеле – Сокращение факельных выбросов	**ОБА**	Установка передовых факельных систем	С – В	ОБЕ	ДА	Не определено	↗ CO_2 и вероятно ↗ NOx
	ЧУ	Правильный размер и использование факельного сепаратора	В				
Сжигание на факеле – Увеличение утилизации газа	**ЧУ**	Максимизация локального использования	В	ОБЕ	НЕТ	Почти 100%	↘ выбросы CO_2 (и возможно NOx/SOx)
		Закачка газа	В		НЕТ		
		Экспорт товарной продукции	С - В		НЕТ		
		«Почти нулевое» сжигание на факеле	В		НЕТ		
Корабли/Суда	**ЧУ**	Газоочиститель	С - В	Морская	ДА	20-70%	↘ выбросы SOx; ↗Топливо
		Использование дистиллятного топлива	В		ДА	0-80%	↘ выбросы SOx. Высококачественное топливо
		Использование СПГ	С		ДА	88-99%	↘NOx, SOx и парниковые газы
		Водотопливная эмульсия	С		ДА	50-90%	↘ выбросы NOx ; ↗CO2
		Задвижки	В		ДА	10-50%	↘ выбросы NOx; быстрая модернизация
		Дизельный сажевый фильтр	Н		ДА	70-99%	↘ выбросы SOx; ↗CO2;
Дизельные двигатели и котлы	**ЧУ**	Перевод на газ	В	ОБЕ	Меняется	Большая часть	↘ CO_2
		Поставка энергии из энергосистемы	В	ОБЕ		Меняется	Зависит от местного источника энергии
		Внедрение передовых методов сжигания	С	ОБЕ	ДА	Не определено	↘ Выбросы CO и выбросы углеводорода
		Установка дизельного сажевого фильтра	В	ОБЕ		60-99%	
Дизельный наземный транспорт	**ЧУ**	Дизельный сажевый фильтр	В	Наземная	ДА	60%-99%	(↗CO_2)

ЗАТРАТЫ НА СНИЖЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ

Экономическое обоснование применения различных технологий по снижению загрязнений всегда проводится для конкретного участка, а также затраты на снижение загрязнений окружающей среды существенно различаются в зависимости от местных условий. Чтобы отразить эти изменения, была проведена оценка большого количества различных ситуаций для определения реального диапазона затрат на снижения загрязнения для каждой технологии. Всего было рассмотрено более 850 случаев затрат на снижение загрязнения окружающей среды.

- **МЕРЫ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ МЕТАНА**

На следующем графике представлены затраты, направленные на снижение загрязнения окружающей среды, относительно мер по сокращению выбросов метана[5].



Большое количество изученных случаев представляют собой отрицательные затраты на снижение загрязнения окружающей среды, т.е. сокращение выбросов метана может осуществляться с экономической выгодой. Однако, существует целый ряд ситуаций, когда сокращение выбросов метана в Арктике требует дополнительных затрат по сравнению с обычной деятельностью из-за специфических местных факторов, таких как низкая стоимость газа в этом регионе и высокая стоимость транспортных, трудовых и других «логистических» затрат. Тем не менее, затраты на

[5]Несколько технологий с большими затратами на снижение загрязнения были исключены для облегчения визуального сравнения.

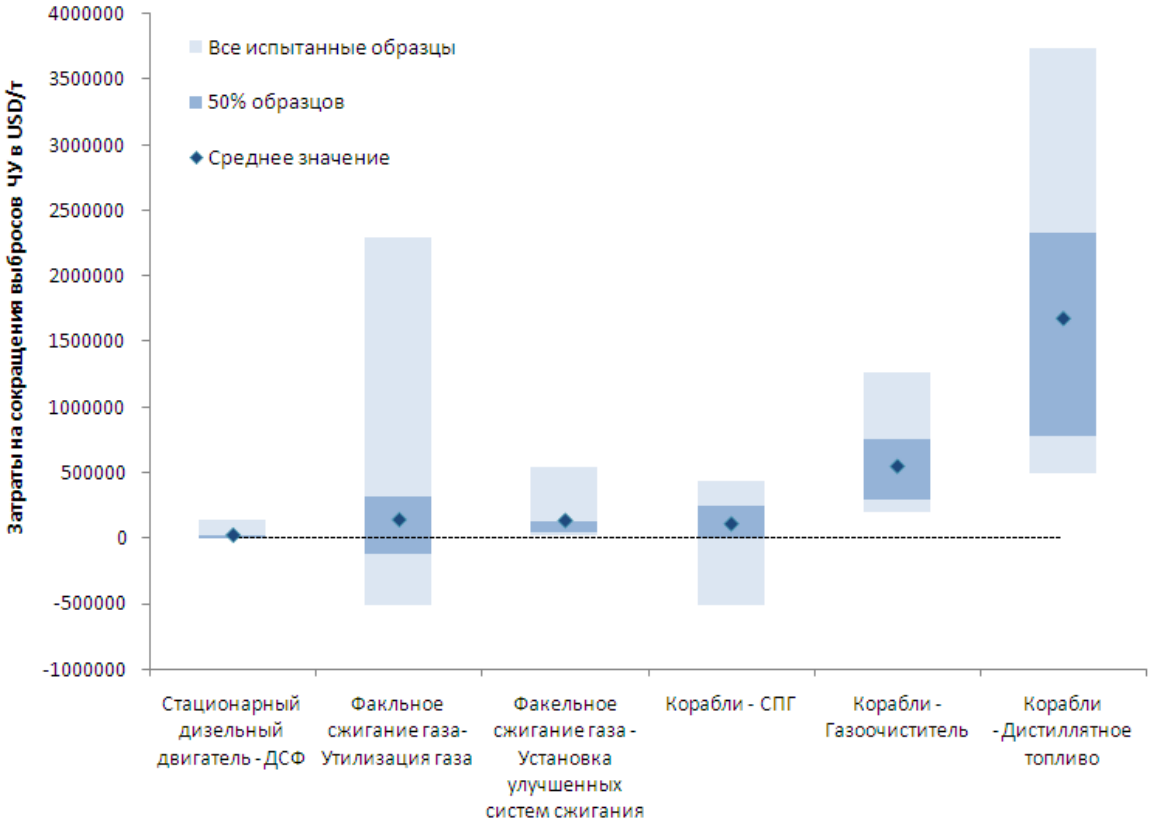
снижение загрязнения для подавляющего большинства изученных случаев ниже 30 USD США за тонну $CO_{2экв}$.

Несмотря на то, что имеется значительный потенциал для недорогих методов сокращения выбросов метана, в результате деятельности нефтегазового сектора в Арктике, необходимо иметь ввиду, что некоторые варианты могут быть дорогостоящими в зависимости от местонахождения источников выбросов.

- **МЕРЫ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ ЧЕРНОГО УГЛЕРОДА**

Несмотря на важность того, что черный углерод является веществом, способствующим изменению климата в Арктическом регионе, информация о выбросах черного углерода от деятельности нефтегазового сектора является недостаточной или неопределенной, а также опрашиваемые респонденты были менее знакомы с вариантами снижения выбросов черного углерода, чем с вариантами сокращения выбросов метана.

На следующем графике представлены затраты на снижение загрязнения окружающей среды применительно к выбросам черного углерода.



Так как в настоящее время нет единого показателя, оценивающего климатические изменения в Арктике в результате изменения выбросов черного углерода, не удалось провести прямое сравнение затрат на снижение выбросов черного углерода и метана.

Однако анализ подтвердил, что затраты на снижение выбросов черного углерода во многих случаях являются существенными. Факельное сжигание газа, по всей вероятности, является крупнейшим источником выбросов черного углерода в результате разведки и добычи нефти и газа

в Арктическом регионе. Конечно, утилизация газа является естественным вариантом для снижения выбросов черного углерода. Но в некоторых случаях необходимая инфраструктура для утилизации газа может быть дорогостоящей и потребует много времени для ввода ее в эксплуатацию. Несмотря на то, что знания о выбросах черного углерода в результате факельного сжигания газа очень ограниченны, вероятно, что существуют возможности для резкого снижения выбросов сажи за счет улучшения факельных систем и оптимизации условий сжигания.

ПРЕПЯТСТВИЯ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ

Проводимые опросы также пролили свет на ряд препятствий для выявления или реализации проектов по сокращению выбросов. В частности, были выделены следующие препятствия: пробелы в данных о выбросах, недостаточная открытость данных, отсутствие понимания о потерях энергии, вопросы доступности к месту выбросов, существующие контрактные условия, время простоя, необходимое для модернизации технологии, или неясная политика.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ

В целом, существует ряд важных вариаций по уровню освоения лучших практик и технологий между различными Арктическими регионами, а также между разными площадками. В частности:

- Факельное сжигание газа (метан и черный углерод): Большинство крупных международных нефтегазовых компаний разработали и внедряют программы по сокращению факельного сжигания. В настоящее время в России по-прежнему сжигают большие объемы газа.
- Сокращение выбросов метана: Некоторые из лучших практик используются в основном в Норвегии, Северной Америке и в некоторых случаях в России. Тем не менее, для небольших или рассредоточенных площадок ряд ключевых проблем остается нерешенным.
- Сокращение выбросов черного углерода: В отдаленных районах (или на буровых установках) в основном используются дизельные двигатели, а также в Арктическом регионе очень распространенным явлением является газовая электростанция. При использовании дизельных двигателей установка Дизельного Сажевого Фильтра (ДСФ) представляется исключением.

1. ВВЕДЕНИЕ И МЕТОДОЛОГИЯ

КОНТЕКСТ И ЦЕЛИ

Добыча нефти и газа в Арктическом регионе является важной деятельностью, при расширении[6] которой происходит существенное увеличение выбросов метана и черного углерода (ЧУ). В результате этого явления, «Целевая группа Арктического совета по вопросам нестойких соединений, способствующих изменению климата» определила добычу нефти и природного газа как зону особого внимания для сокращения нестойких соединений, способствующих изменению климата (НССИК). В связи с этим, один из членов Целевой группы Арктического Совета по вопросам НССИК, Министерство окружающей среды Норвегии, поручил компании «Carbon Limits» оценить лучшие методы снижения выбросов черного углерода и метана при добыче нефти и газа в Арктике. Данное исследование имеет три основные цели:

- Задокументировать лучшие доступные технологии[7] сокращения выбросов черного углерода и метана,
- Оценить их затраты на снижение загрязнения окружающей среды в условиях Арктики,
- Задокументировать современные методы сокращения выбросов в разных арктических регионах.

МЕТОДОЛОГИЯ И ПОДХОД

Доклад основывается на обширном обзоре литературы, включая более 50 опросов различных заинтересованных сторон: представителей нефтяных и газовых компаний, работающих в арктических странах, поставщиков технологий и услуг, неправительственных организаций (НПО) и регулирующих органов[8].

Выборка проведенных опросов не охватывает все соответствующие заинтересованные стороны, а также не является репрезентативной выборкой этих сторон. Тем не менее, были предприняты усилия для проведения большого числа опросов специалистов, имеющих различное происхождение, опыт работы в различных регионах, а также опыт работы со всеми рассматриваемыми технологиями.

Стратегии и руководства, издающиеся в ряде стран и рассматриваемые в данном исследовании, а также данный доклад, представляют собой лишь краткую характеристику текущей ситуации.

МАСШТАБ И ГРАНИЦЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Существует множество различных определений географических границ Арктики. Данный доклад посвящен современным и передовым практикам, используемым в Норвегии, России, Канаде и на Аляске[9] и охватывающим наземную и морскую деятельность в этих регионах. В докладе рассматриваются основные технологии и методы, которые могут сократить выбросы черного

[6] По данным Геологической службы США (USGS) в Арктике могут быть найдены около 90 млрд. баррелей нефти, 1669 триллионов кубических футов природного газа и 44 млрд. баррелей газоконденсата, примерно 84 процентов из которых, как ожидается, находятся в прибрежных зонах.

[7] В рамках данного доклада, лучшие доступные технологии (ЛДТ) не связаны с их нормативными определениями в рамках любой юрисдикции. А также в рамках данного доклада, ЛДТ связаны с технологиями, которые доступны на рынке и являются относительно проверенными, которые могут оказать положительное влияние на рассматриваемые выбросы.

[8] Полный список сотрудничающих организаций представлен в Приложении 1.

[9] Хотя считается, что Гренландия имеет крупнейшие остаточные мировые запасы нефти, ее современная деятельность ограничивается разведкой. Таким образом, никакие конкретные опросы касательно современной практики Гренландии не проводились.

углерода[10] и/или метана (CH_4). Когда технология или метод оказывают положительное или отрицательное влияние на выбросы других газов (CO_2, NOx, SOx и т.д.), то такое влияние также подчеркивается в данном исследовании.

Касательно деятельности - данный доклад основное внимание уделяет сфере разведки и добычи нефти и газа, поскольку большая часть деятельности на дальнем Севере (выше 60 градусов северной широты) в обозримом будущем будет связана с данной областью работ, которая включает в себя разведку, бурение, производственное оборудование, объекты хранения нефти и транспорт. Деятельность по переработке и сбыту, такая как НПЗ, переработка газа, комплекс СПГ, транспортировка газа и распределительные трубопроводы, в следующих разделах не рассматривается. Доклад главным образом фокусируется на так называемой обычной добыче нефти и газа и лишь кратко затрагивает тему нетрадиционных углеводородов[11].

В докладе цифры, находящиеся в скобках, относятся к справочным документам (список использованной литературы представлен в приложении)

2. ВЫБРОСЫ CH_4 И ЧЕРНОГО УГЛЕРОДА В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

Черный углерод и метан классифицируются как нестойкие соединения, способствующие изменению климата (НССИК), так как их время существования в атмосфере является относительно коротким: черный углерод остается в атмосфере в течение нескольких дней[12], а время существования метана в атмосфере составляет около 12 лет.

Во время выбрасывания в Арктике, черный углерод оказывает дополнительное влияние на глобальное потепление с помощью трех различных воздействий: непосредственный эффект нагревания за счет поглощения поступающего солнечного излучения и преобразования его в теплоту; косвенное влияние на взаимодействие облаков, которое может оказывать нагревающее или охлаждающее воздействие, но чаще всего вызывает нагревание поверхности снега или льда; и эффект нагревания, когда черный углерод покрывает снег или лед, вызывая потемнение снега/льда и снижение их отражательной способности.

Выбросы метана также рассматриваются в данном докладе, так как метан имеет важный кратковременный Потенциал Глобального Потепления (метан по весу[13] является более мощным нагревателем атмосферы (примерно в 25 раз[14]), чем CO_2). Метан хорошо смешивается в атмосфере, поэтому эффект нагревания не связан с расположением источников выбросов. Благодаря короткому периоду существования в атмосфере, сниженные выбросы НССИК могут оказать положительное воздействие на климат в гораздо более короткие сроки, чем CO_2.

[10] Черный углерод является частью фракции элементарного углерода в массе частицы (МЧ) и находится в центре внимания из-за его способности поглощать излучение солнца и превращать его в тепло. В настоящее время существует целый ряд различных определений черного углерода: некоторые исследования трактуют все выбросы элементарного углерода и сажи как выбросы черного углерода, в то время как другие исследования дают более строгие определения черного углерода. В рамках данного доклада черный углерод или сажа используются без разбора. Пожалуйста, обратитесь к каждому источнику конкретного определения черного углерода, используемого в каждом исследовании.

[11] Нетрадиционные углеводороды включают в себя сланцевый газ, газ, залегающий в плотных песчаниках, метан угольных пластов, нефтяной сланец, битуминозные пески, залежи тяжелой нефти, а также гидраты метана.

[12] Среднее время пребывания в атмосфере черного углерода варьируется в зависимости от региона и сезона.

[13] 100-летний потенциал глобального потепления (ПГП) метана составляет 21, а 20-летний ПГП метана равен 72.

[14] ПГП метана (за 100 лет) составляет 25 согласно данным МГЭИК, и 21 согласно данным АООС США и РКИК ООН.

На рисунке 1 представлен обзор различных возможных источников выбросов метана и черного углерода при разведке и добыче нефти и газа.

ЧЕРНЫЙ УГЛЕРОД

Выбросы черного углерода вызваны неполным сгоранием ископаемого вида топлива, биотоплива и биомассы. В данном исследовании были рассмотрены три различных источника черного углерода:

- Факельное сжигание газа: газ часто добывается вместе с нефтью. Когда нет рынка сбыта или определенных решений по утилизации, то этот «попутный газ» (ПГ) часто сжигают;
- Транспорт: морской, воздушный и наземный транспорт обычно использует в качестве топлива бензин/дизельное топливо и, следовательно, является потенциальным источником выбросов черного углерода;
- Производство электроэнергии и тепла (включая буровые установки).

МЕТАН

Добыча нефти и газа является одним из крупнейших антропогенных источников метана и, согласно Агентству по охране окружающей среды США (AOOC), выбрасывает в атмосферу более 20% от мировых антропогенных выбросов метана (2). Обычно выбросы метана разделяют на две категории: (i) сбрасываемый метан (преднамеренные или спроектированные выбросы) и (ii) летучие выбросы (непреднамеренные выбросы/утечки). Сброс может производиться во время планового технического обслуживания оборудования или во время обычной эксплуатационной деятельности. Летучие выбросы (утечки метана) могут происходить из-за утечек в нефтегазовой инфраструктуре, например, из фланцев, клапанов, ловушек для скребка и из компрессоров.

РИСУНОК 1: ОБЗОР РАЗЛИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ЧЕРНОГО УГЛЕРОДА И МЕТАНА ПРИ РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА[15]



Следует отметить, что оценка и документирование методов, применяемых в разных арктических странах, представляют собой сложную задачу, поскольку они могут существенно отличаться от случая к случаю. Представленные оценки основываются на ответах респондентов и не могут отражать все методы, используемые в рассматриваемых странах.

3. ФАКЕЛЬНОЕ СЖИГАНИЕ ГАЗА И СБРОС ГАЗА

Многие нефтяные коллекторы содержат попутный газ[16] (ПГ), который добывается вместе с нефтью. В случае, когда для такого газа не находится продуктивного применения, он обычно сжигается на факелах или сбрасывается. Газовые факелы выбрасывают как метан, так и черный углерод:

- Выброс метана из газовых факелов является результатом неполного сжигания отработанного газа и, таким образом, связан с эффективностью разрушения газа на факелах.
- Образование черного углерода является результатом очень сложного процесса, включающего несколько этапов роста физических и химических частиц с последующим разрушением[17]. Несмотря на то, что механизмы образования сажи в газовых факелах еще не изучены полностью, ключевые определяющие параметры включают в себя скорость

[15] Относительный размер каждого источника выбросов не является частью текущего объема выбросов.
[16] Растворенный газ или в виде шапки свободного газа.
[17] Существуют обширные написанные работы о механизмах образования сажи, в том числе работы авторов Ф.Мосс (Лундский университет), М.Френклош (Калифорнийский университет - Беркли) и Р.Линдштедт (Имперский колледж)

выделения газа из факела, состав факельного газа, ветровые условия, диаметр факельной трубы и модель факельного наконечника (3).

Важно подчеркнуть, что механизмы, участвующие в выбросах, образующихся при сжигании черного углерода и метана на факелах, являются разными, и эти два источника выбросов не обязательно взаимосвязаны (см. Таблицу 1). За последние несколько лет был издан ряд публикаций, фокусирующихся на выбросах метана и черного углерода в результате факельного сжигания газа (3) (4).

Тем не менее, все еще недостаточно знаний о том, как различные параметры влияют на количество черного углерода и метана, выбрасываемого из факельных труб. На Рисунке 2 представлен обзор различных способов сокращения выбросов метана и черного углерода, образующихся в результате факельного сжигания и сброса газа.

РИСУНОК 1: ФАКЕЛЬНОЕ СЖИГАНИЕ ГАЗА: ОБЗОР ВАРИАНТОВ МИНИМИЗАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ



Утилизация попутного газа является естественным решением для сокращения выбросов черного углерода (и CO_2), образующихся в результате факельного сжигания (Раздел 3.1). Но даже в случае, когда утилизация попутного газа является экономически эффективной, некоторое факельное сжигание будет иметь место, например, по чрезвычайным причинам. Раздел 3.2 содержит рассмотрение вариантов сокращения выбросов технического углерода и CH_4 в результате факельного сжигания газа. В заключение, в разделе 3.3 рассматривается сброс газа.

3.1 УВЕЛИЧЕНИЕ УТИЛИЗАЦИИ ГАЗА

Для того, чтобы избежать сжигания газа на факелах, может быть создана новая инфраструктура для утилизации ранее сожженного факельного газа и поставок этого газа и/или продукции, которая может быть произведена из него для полезного использования. Существует ряд альтернативных технических решений, кратко описанных в следующих пунктах:

МАКСИМАЛЬНОЕ УВЕЛИЧЕНИЕ МЕСТНОГО/ПЛОЩАДОЧНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Одним из способов сокращения факельного сжигания является ограничение количества избытка ПГ посредством определения дополнительных производственных способов утилизации ПГ на площадке. Доля произведенного ПГ, которая может быть утилизирована на месте, будет отличаться на разных месторождениях, фактически от 0% до 100%. Могут быть рассмотрены следующие альтернативные способы повышения утилизации ПГ на участке нефтедобычи:

- **Производство электричества:** В зависимости от местных условий утилизация избыточного ПГ для внутреннего производства электроэнергии может быть эффективным решением.[18]
- **Выработка тепла:** В объеме, в котором ПГ еще не использован для выработки тепла для обработки сырой нефти или производства пара, возможность перейти от использования других источников энергии[19] может представлять собой продуктивный способ повысить утилизацию ПГ на месте.
- **Повторная закачка:** Еще одной альтернативой предотвращения факельного сжигания является повторная закачка ПГ сверх того, что требуется для какого-либо иного использования, в продуктивный коллектор или альтернативные соседние коллекторы для увеличения добычи[20]. Повторная закачка газа обычно требует значительной компрессии, и часто необходимы существенные инвестиции. Повторная закачка является важным методом обработки ПГ на отдаленных месторождениях. В мировом отношении более 400 миллиардов кубических метров (млрд.м^3) газа были повторно закачаны в продуктивные коллекторы в 2010 году (5), в частности - в США, Северном море, Алжире и на Ближнем Востоке.

ЭКСПОРТ ТОВАРНОЙ ПРОДУКЦИИ

Альтернативные способы утилизации ПГ и экспорта ценной продукции на местные или международные рынки включают в себя:

- **Сбор газа (и компримирование):** Этот первоначальный этап утилизации газа может потребоваться для любого из прочих решений, описанных ниже. Во многих случаях сбор рассеянных газовых потоков, сжатие газа и его закачка в существующую инфраструктуру представляет собой эффективный вариант использования газа.
- **Подготовка газа и экспорт продукции:** Обычно для ПГ требуется подготовка, если он должен утилизироваться продуктивно. Подготовка газа повышает транспортируемость, удаляет примеси и разделяет поток ПГ на фракции, представляющие собой полезные продукты. Жидкие продукты (например, СНГ и конденсат) могут быть извлечены путем обработки газа или использования микро-конденсационных установок и загружены в грузовые машины, контейнеры или суда либо переданы по трубопроводу. Некоторые газоперерабатывающие заводы извлекают только тяжелые углеводороды (и сжигают газ, обогащенный метаном), в то время как микро-конденсационные установки [21] в настоящее время находятся на стадии испытания. Так как тяжелые углеводороды играют важную роль в производстве черного углерода (3), их удаление из факельного потока является очень эффективным подходом к смягчению негативных последствий. Варианты для экспорта доли обработанного ПГ включают следующие:
    - Трубопроводы газа для дальней транспортировки
    - Компримированный природный газ (КПГ): может быть загружен в грузовые машины, контейнеры или суда для транспортировки.
    - Сжиженный природный газ (СПГ): Новые технологии делают мелкомасштабные заводы по производству СПГ экономически эффективными в некоторых регионах. СПГ обычно транспортируется на морских судах, но также может транспортироваться в контейнерах по автомобильным и железным дорогам.

[18] Например, в России за последние несколько лет было построено большое число электростанций, использующих ПГ.
[19] За исключением собранного отработанного тепла
[20] ПГ также может быть закачан в непродуктивный коллектор, чтобы избежать мелких фракций факельного сжигания
[21] Продолжающаяся работа как часть проекта NAMA (Государственные оптимальные меры по уменьшению негативных последствий) между Canada-Colombia-Mexico Oil и Gas Industry Collaboration Opportunities; 2012.

- **Производство электричества и экспорт:** Электричество может производиться, используя ПГ в качестве топлива.
- **Выработка тепла:** ПГ может использоваться в качестве топлива для промышленных потребителей или населенных пунктов, потенциально заменяя другие дорогостоящие источники топлива. Требования к качеству газа для использования ПГ в качестве топлива в котлах обычно менее строгие, чем требования к системам газоснабжения.
- **Синтетическое жидкое топливо (СЖТ):** За последние несколько лет был разработан ряд мелкомасштабных решений для СЖТ[22], предлагающих решения по производству продуктов с высокой ценностью. Тем не менее, мелкомасштабные решения СЖТ являются капиталоемкими и находятся только на раннем этапе введения в производство.

Большинство технологий, описанных выше, являются полноценными решениями и широко используются на международном уровне. В теории все они могут быть осуществимы в море или в Арктике, хотя издержки могут существенно отличаться. Решения мини-установок для производства СЖТ, СПГ, микро-конденсации и небольших целевых газоперерабатывающих заводов все еще находятся на ранней стадии коммерциализации.

«НУЛЕВЫЕ» ИЛИ «ПОЧТИ НУЛЕВЫЕ» ПОСТОЯННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ФАКЕЛЬНОГО СЖИГАНИЯ

Решение «нулевого факельного сжигания» не устраняет наличия факельных установок, являющихся важным предохранительным устройством, но влечет за собой крупные изменения в разработке и эксплуатации факельной системы. По сути, установка нулевого факельного сжигания разработана для сбора или переработки отработанного газа, произведенного в ходе обычных операций. Установка утилизации факельного газа (УУФГ) расположена на входе факела для улавливания некоторых или всех отработанных газов до того, как они будут сожжены в факеле. Отходящие газы собираются из факельного коллектора и сжимаются до закачки в газовую линию[23](6) (7). УУФГ может быть связана с системой замыкания отводящей линии для сжигания и надежным возгоранием факельного газа, устраняющим любое постоянное пламя (т.е. обычно - «незажженный» факел). (7)

УУФГ и системы розжига факела являются развитыми технологиями и используются в Норвегии с 1992 года (8), применяются в ряде установок, как в Норвегии, так и в мире. Системы сбора факельного газа могут быть интегрированы в существующую факельную систему, как на суше, так и в море[24].

УТИЛИЗАЦИЯ ГАЗА – СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ И ЗАТРАТЫ

Утилизация попутного газа сокращает выбросы технического углерода почти на 100%, связанные с факельным сжиганием газа (также выбросы CO_2[25]). В отношении выбросов метана большинство вариантов утилизации будут связаны с некоторыми летучими или сбрасываемыми выбросами метана, и, таким образом, утилизация ПГ не может привести к каким-либо сокращениям выбросов метана[26]. Прочие выбросы (такие как NOx) также могут быть сокращены путем утилизации газа.

[22] Например, Compact GTL, Velocys и Gastechno

[23] УУФГ требует наличия существующего маршрута утилизации газа.

[24] Ряд оптимизаций процесса также может быть выполнен для сокращения объема газа, сжигаемого в факеле (например, минимизация риска расцепления компрессоров, планирование ввода в эксплуатацию).

[25] Учтите, что все варианты утилизации газа связаны с возрастающим потреблением энергии (например, для компримирования). Тем не менее, увеличивающийся выброс CO_2 является минимальным по сравнению с общими сэкономленными выбросами CO_2.

[26] Сокращение выбросов метана будет особым случаем в зависимости от эффективности разрушения газа на факеле, технологий, применяемых для утилизации газа, и замененного источника энергии.

Экономическая привлекательность различных вариантов утилизации является особенной для любой площадки и в основном зависит от местного спроса на энергию, объема факельного газа и его ожидаемого изменения с течением времени, состава газа, местной цены на газ и электричество, расстояния до соответствующей инфраструктуры и местного регулирующего режима. Капитальные затраты существенно различаются в зависимости от рассматриваемого варианта и особых местных характеристик площадки[27].

УТИЛИЗАЦИЯ ГАЗА – ДЕЙСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ

Обработка газа, экспорт газа, выработка тепла и производство электричества являются общей практикой во всех арктических странах. Применимость повторной закачки зависит от местной геологии: некоторые коллекторы не считаются подходящими для повторной закачки газа в связи с потенциальными проблемами прорывов газа и неравномерностью нефтедобычи. Например, повторная закачка является стандартной в Норвегии и на Аляске, но в России были выявлены лишь несколько проектов. Согласно опросам, представляется, что факельное сжигание в настоящее время увеличивается в Канаде в связи с низкой ценой на газ, старением месторождений, нетрадиционной добычей нефти и расстоянием до существующей газовой инфраструктуры[28].

Россия представляет собой страну с крупнейшим объемом факельного сжигания в Арктике[29]. После изменения регулирующей основы большинство нефтяных компаний в России разработали и осуществляют программы по увеличению утилизации ПГ. Инвестиции в сбор газа для централизованной обработки и использования представляют наиболее привлекательное решение в развитых нефтедобывающих регионах. В отдаленных областях и новых добывающих регионах осуществляются проекты внутреннего производства энергии и повторной закачки для ограничения факельного сжигания.

3.2 ОПТИМИЗАЦИЯ УСЛОВИЙ СЖИГАНИЯ

ВВОДНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ПО ПАРАМЕТРАМ, ВЛИЯЮЩИМ НА ВЫБРОСЫ В РЕЗУЛЬТАТЕ ФАКЕЛЬНОГО СЖИГАНИЯ

Выбросы из газового факела зависят от числа параметров, в частности, выходной скорости газа, состава газа, ветровых условий, диаметра факельной трубы и модели факельного наконечника. В следующей таблице представлен очень схематичный и упрощенный взгляд на то, как отдельный параметр влияет на выбросы CO_2, черного углерода, метана и NOx.

ТАБЛИЦА 1: ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ НА ВЫБРОСЫ ГАЗОВЫХ ФАКЕЛОВ

A \ B	CH_4(+CO)	CO_2	ЧУ	NOx
Эффективность сжигания	↘	↗	?	↗
Температура пламени	↘	↗	?	↗
Теплотворность газа	↘	↗	↗	↗
Скорость газа	↘	↗	↘?	↗
Диаметр факельного наконечника	↗	↘	↗	↘
Турбулентное перемешивание	↘	↗	↘	↗
Скорость бокового ветра	↗?	↘?	?	↘

Пояснение к таблице:

↘	Повышение A приведет к снижению B
↗	Повышение A приведет к повышению B
→	Повышение A не окажет влияния на B
?	Неопределенное влияние или два рассматриваемых противоречащих источника информации

[27] Ряд случаев был выполнен в анализе издержек на снижение загрязнения.

[28] Факельное сжигание газа также значительно увеличилось в США в 2011 году (NOAA, 2011), однако роль Аляски в этом увеличении не была указана.

[29] И в мире!

Исходя из этого, можно сделать два основных вывода: (i) несмотря на то, что факельное сжигание изучалось с 1980-х годов, все еще имеются существенные неопределенности, связанные с величинами выбросов, в частности, с черным углеродом (ii) был определен ряд противоположных воздействий на различные виды выбросов (например, повышенная эффективность сжигания сокращает выбросы метана, в то же время увеличивая выбросы NOx).

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ[30]

Большое разнообразие видов факельного сжигания предлагается в настоящее время различными производителями факелов[31]. Выбор факела, в основном, зависит от скорости потока газа, состава и давления, расходов на коммунальные услуги, доступности, а также требований по безопасности, иных экологических и социальных требований (9). Факелы могут достичь бездымной эксплуатации и менее 2% несгоревших углеводородов (включая CH_4) при условии надлежащего определения габаритов, обслуживания и эксплуатации. С другой стороны, плохая конструкция или плохое техническое обслуживание могут привести к несгоранию более, чем 30% углеводородов или значительному дымообразованию. Факельные системы, включая передовые технологии (под давлением, пневматические, паровые, звуковые, с несколькими наконечниками, ярусные и закрытого типа с раструбом), являются развитыми технологиями и широко используются в мире. За исключением наземных факелов, все они могут быть установлены в морских условиях. Для факелов, работающих под действием пара, условия морозной погоды иногда могут вызывать конденсацию и заморозку пара, забивающего факельный наконечник. В этом случае обычно отключают центровой пар и увеличивают скорость потока продувочного газа. В этих условиях, хороший альтернативный вариант представляют собой пневматические факелы (10).

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ВАРИАНТЫ

Разработка и обслуживание факельного сепаратора также могут влиять на выбросы черного углерода из факела: факельный сепаратор – это сепаратор, который используется для удаления жидкостей из газового потока до его факельного сжигания. Если он установлен не по размеру, либо не производится надлежащее техническое обслуживание, некоторые жидкие капли могут быть захвачены потоком отработанного газа и сожжены не в полном объеме, что приведет к образованию дыма.

Микро-конденсационные установки (описанные выше) могут рассматриваться как вариант сокращения выбросов черного углерода.

СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ И ЗАТРАТЫ

Несмотря на растущее число опубликованных данных испытаний для выбросов в результате факельного сжигания газа, в настоящее время недостаточно информации о потенциале различных технологий для смягчения негативных последствий, особенно в отношении выбросов черного углерода. Тем не менее, на основе лишь визуальной оценки (например, дыма), правильная разработка и эксплуатация факелов могут оказывать значительное влияние на выбросы черного углерода.[32] Повышение качества количественной оценки выбросов черного углерода из газовых

[30] Существуют и другие решения для сокращения выбросов из газовых факелов. Так как они, главным образом, влияют на выбросы CO_2 (и лишь незначительно – на метан и черный углерод), они не описываются в отчете. Это включает использование инертного газа в качестве продувочного, устройств для сокращения продувки или применение передовых систем управления с низким потреблением топлива.

[31] Например, John Zink, Zeeco, Calidus, Tornado, GBA…

[32] Расходы на снижение загрязнения были рассчитаны с применением наилучших цифр, доступных в настоящее время (Карлтонский университет, 2012)

факелов может содействовать поиску возможно экономически доступных, краткосрочных, крупномасштабных вариантов уменьшения выбросов углерода.

Капитальные затраты на факельные системы существенно отличаются в зависимости от вида факелов: капитальные затраты на передовые факельные системы оказываются от 20% до нескольких раз выше, чем на стандартный трубный факел. Так как замена факельного наконечника обычно включает в себя отключение объекта, срок службы факельного наконечника является ключевым фактором для общих затрат на факел. Частота замены факельного наконечника изменяется в зависимости от вида факела[33].

ДЕЙСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ

Передовые факельные системы в некотором объеме используются во всех рассмотренных арктических странах. Тем не менее, для применения в добыче представляется, что систематические методы по сокращению выбросов черного углерода и метана являются исключением, и ряд опрошенных лиц подчеркнул, что факельные операции в настоящее время могут быть неоптимальными, в частности, в более распределенных операциях[34].

3.3 СНИЖЕНИЕ СБРОСА ГАЗА[35]

ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСОВ

Сброс – непосредственный выпуск природного газа в атмосферу без факельного сжигания или прокаливания – был выделен респондентами в качестве важного варианта. Хотя сбрасываемые количества на любой заданной площадке обычно являются небольшими, общее количество может быть довольно большим. Например, в Альберте был сброшен 381 миллион кубических метров газа в 2008 году (11)[36] , в основном, в нефтяных и битуминозных «батареях», где происходит первичное отделение нефти, воды и попутного газа.

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ

Доступны два основных варианта для сокращения сброса газа: (i) утилизация этого газа (смотрите разделы выше) или (ii) факельное сжигание газа. Респонденты упомянули ряд причин в поддержку сброса газа без факельного сжигания:

- Количество доступного газа для факельного сжигания было недостаточным или слишком переменчивым для поддержания сжигания
- Установки факельной системы представляют собой увеличивающиеся капитальные затраты
- Сбрасываемый газ менее видим, чем сжигаемый в факеле[37]
- Разработанность месторождений; некоторые из месторождений разрабатывались, когда не существовало регламента по сбросу газа.

Сброс также может произойти во время сбоя системы факельного сжигания (например, когда факел не оснащен клапаном/зажигателем, либо когда клапан/зажигатель выходит из строя).

[33] И учитывая состояние факельного наконечника

[34] Важно отметить, что в некоторых изученных областях, нормативы осуществляются по стандартам эффективности сжигания и/или выбросам видимого дыма.

[35] В изученных регионах сброс обычно не рассматривается регулирующим органом в качестве приемлемой альтернативы факельному сжиганию.

[36] Примите во внимание, что показатель утилизации в Альберте в 2008 году превысил 95%.

[37] Когда в сбрасываемом газе содержатся низкие количества сероводорода.

Для сжигания газа вместо его сброса могут быть установлены небольшие системы факельного сжигания, имеющие от одного до трех клапанов или автоматический зажигатель. Различные источники выброса метана (дыхательный клапан резервуара, компрессор, сепаратор, выпускные клапаны) могут быть направлены в факел. Если содержание энергии объединенного газового потока слишком низкое, может потребоваться дополнительное топливо.

СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ И ЗАТРАТЫ

Факельное сжигание ранее сбрасываемого газа сократит выбросы метана, но увеличит выбросы CO_2 (сжигаемого газа) и потенциально может увеличить выбросы черного углерода[38]. Например, учитывая различный потенциал потепления CO_2 и метана, а также достигнутую эффективность сжигания, сжигание газа может сократить выбросы $CO_{2экв}$ почти на 75%[39]. В зависимости от особенностей факела (количество и потребление топлива; вид продувочного газа, продувочное дополнительное топливо), чистая экологическая польза каждого варианта должна внимательно взвешиваться. Для небольших систем факельного сжигания (трубный факел диаметром 4 дюйма), инвестиционные издержки, включая зажигатель, факельный сепаратор, трубную обвязку, доставку и установку составят около USD 75 тыс., в то время как очень простая система может стоить всего USD 10 тыс.

4. ВЫБРОСЫ МЕТАНА[40]

В этой главе рассматриваются выбросы метана и анализ (i) действующих методов применения технологий в различных странах, (ii) наилучшие доступные технологии для сокращения выбросов метана и (iii) расходы, связанные с реализацией различных технологий[41]. Настоящая глава разделена по источникам выбросов следующим образом:

- Источники, связанные с осушкой и обеспечением потока (Раздел 4.1)
- Пневматические средства контроля (Раздел 4.2)
- Хранение и погрузка нефтепродуктов (Раздел 4.3**Error! Reference source not found.**)
- Летучие выбросы метана (Раздел 4.4)
- Центробежные компрессоры (Раздел 4.5)
- Поршневые компрессоры (Раздел 4.6)
- Прочие источники выбросов метана (Раздел 4.7**Error! Reference source not found.**)

4.1 ИСТОЧНИКИ, СВЯЗАННЫЕ С ОСУШКОЙ И ОБЕСПЕЧЕНИЕМ ПОТОКА

Арктика сопряжена с особенными трудностями, связанными с производством, транспортировкой и хранением нефтяных и сопутствующих жидкостей. Обеспечение потока жидкостей[42] при крайне

[38] В зависимости от вида факела и условий факельного сжигания.

[39] В зависимости от состава газа и достигнутой эффективности сжигания. С точки зрения перспективы климата стоит отметить, что метан в атмосфере окончательно окисляется до образования CO_2

[40] Программа АООС США Natural gas star является добровольным партнерством, которое поощряет нефтегазовые компании адаптировать рентабельные технологии и методы, которые улучшают эксплуатационную эффективность и сокращают выбросы метана. Работа программы была эффективно использована в этом разделе. Когда это требуется, подчеркиваются характерные арктические аспекты.

[41] Ряд технологий по сокращению выбросов метана является прибыльным, если собранный газ можно использовать или продать. Увеличенная прибыль не представлена в каждом из разделов, но учитывается в расчетах расходов на минимизацию негативных последствий.

[42] Обеспечение потока включает теплогидравлическое проектирование и оценку систем добычи и транспортировки нефти, а также прогноз, предотвращение и восстановление остановок потока в связи с отложениями твердых веществ (например, гидратов).

низких температурах[43] создает дополнительные проблемы при разработке и эксплуатации производственных систем в Арктике. Например, предотвращение образования гидратной пробки[44] может потребовать использования добавок (например, моноэтилен гликоля (МЭГ)) и/или осушки природного газа, потенциально влияющей на выбросы метана[45].

Осушка проводится для предотвращения возникновения влаги в углеводородах от загрязняющих труб и резервуаров вниз по потоку (коррозия и скопление свободной воды). Во время транспортировки по трубопроводу водяной пар в газе может привести к образованию гидрата в холодных местах или там, где имеется высокое давление. В более холодном климате пороговая величина для приемлемого содержания водяного пара в газе может быть ниже, чем в других регионах. Осушка может быть выполнена путем абсорбции (используя различные жидкие поглотители, такие как гликоли[46], или твердые поглотители для абсорбции воды), адсорбции[47] или разделения (охлажденное разделение[48] или разделение с помощью электрической коалесценции). Каждый вид дегидратора имеет свои собственные эксплуатационные диапазоны, преимущества и недостатки. Нефтегазовая отрасль в значительной степени зависит от дегидраторов на основе ТЭГ[49] (т.е. абсорбция с применением триэтилен гликоля), но осушающие дегидраторы (т.е., твердые осушители), осушка молекулярными фильтрами и охлажденное разделение (с введением гидратных ингибиторов) также используются при добыче.

Химические добавки (например, метанол или МЭГ) могут быть введены вверх по потоку для предотвращения образования гидрата[50] и соответствия техническим характеристикам трубопроводов, либо в дополнение или в качестве альтернативы осушке. Некоторые химические ингибиторы также обладают хорошими возможностями для осушки газа; МЭГ (и прочие гликоли) могут осушать газ согласно спецификации трубопровода и, таким образом, устранять необходимость в ТЭГ-контакторе/осушителе (метанол не обладает такой способностью)[51] (12).

---

[43] Все подводные трубопроводы в арктических условиях не обязательно находятся в «экстремально холодной» окружающей среде. Минимальная температура морского дна выше 4° С.

[44] Гидратами природного газа являются льдоподобные твердые вещества, содержащие воду и метан или другие углеводороды, которые могут образовываться быстро и без предупреждения, закупоривая трубопроводы и требуя дни или месяцы для восстановления. Первичные факторы, влияющие на образование гидрата включают в себя: (i) газ должен находиться на точке росы для воды или ниже нее, (ii) температуру, (iii) давление и (iv) состав.

[45] Для нефтяных систем образование гидрата может быть предотвращено путем сохранения жидкости теплой и/или понижения давления, в то время как осушка обычно достигается реагентами для расслоения эмульсии.

[46] При абсорбции обычно используют дегидратор (например, этилен, диэтилен (ДЭГ), триэтилен (ТЭГ) или тетраэтилен) для поглощения воды.

[47] Адсорбция удаляет воду путем проведения влажного газа через адсорбирующий молекулярный фильтр (например, силикагелевый). При осушке будет поглощаться наибольшее количество воды и одновременно дезодорировать и осушать газ.

[48] Ингибиторы (метанол и МЭГ) могут использоваться для содействия охлажденному разделению (т.е. конденсации воды путем охлаждения), что может рассматриваться как «осушка». Следует отметить, что ТЭГ-дегидраторы достигают гораздо более низкого спада точки росы, чем процесс стандартного охлаждения.

[49] Для достижения высокого спада точки росы (характерной в Арктике) важно повторно создать ТЭГ в очень высоких концентрациях. Например, это может быть достигнуто использованием очистки растворителем вместо традиционной очистки газом.

[50] Это применяется к системам промысловых трубопроводов, которые не имеют строгих требований трубопроводной транспортировки. Когда используются ингибиторы, требуется дополнительная дальнейшая переработка (например, удаление воды и введение метанола или МЭГ).

[51] Выбор между ингибиторами (спирты, гликоли и соли) включает сравнение между многими факторами, в том числе характерные условия площадки, капитальные и эксплуатационные затраты. Первичным фактором в процессе выбора является вопрос о том, следует ли повторно извлекать, регенерировать и нагнетать расходуемый химикат. Обычно гликоль повторно извлекается и перерабатывается, в то время как метанол используется в прямоточных системах и в некоторых случаях частично восстанавливается. При высоких показателях газа и/или произведенной воды прямоточная система метанола может иметь высокие эксплуатационные затраты (12).

ОПИСАНИЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСА

ТЭГ-дегидраторы могут привести к значительным выбросам метана, если они не будут разработаны и использованы надлежащим образом. ТЭГ поглощает воду из влажного газа наряду с метаном, ЛОС и ОЗВ. После этого поглощенные вода и углеводороды выпариваются в ребойлере/регенераторе. Если выбросы метана не контролируются, большие количества газа, обогащенного метаном (включая ЛОС и ОЗВ) могут быть сброшены в атмосферу из ребойлера/регенератора (скорость выброса, например, зависит от скорости циркуляции гликоля). Выбросы метана также могут быть связаны с пневматическими циркуляционными насосами гликоля и прочими устройствами. Осущающие дегидраторы не используют гликоль, который удаляет большую часть выбросов метана, связанных с дегидраторами[52].

Регенерация гликолей, используемых в качестве ингибиторов гидратов, может привести к выбросам метана через подобные механизмы, такие как традиционный ТЭГ-дегидратор. МЭГ, использованный в качестве ингибитора гидрата, почти всегда извлекается, регенерируется и повторно используется (по экономическим причинам). До входа в регенерационную установку, поток жидкости проходит через фазовый сепаратор (разделяющий поток на газы, жидкие углеводороды и обогащенный МЭГ). Обогащенный МЭГ отправляется в ребойлер/регенератор, где конденсируется сброс из испарительной колоны (кипяченая вода). Неконденсируемые газы в отводе из испарительной колонны в случае сброса могут привести к выбросам метана.

Насосы для нагнетания химических реагентов, работающие на сжатом природном газе (газоприводные пневматические насосы), могут привести к сбросу метана в атмосферу как части стандартных операций.

МЕРЫ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ МЕТАНА

Как указано выше, существуют альтернативные технические решения для обеспечения потока при добыче нефти и газа в Арктике. Некоторые из этих решений связаны со сбросами метана, которые, при отсутствии контроля, могут привести к атмосферным выбросам (например, использование гликолей в качестве ингибиторов гидрата или дегидрирующего вещества и использование газоприводных насосов для нагнетания химических реагентов). Наиболее оптимальным будет выбор технического решения, адаптированного к условиям площадки. В отношении контроля выбросов метана наилучшим методом, таким образом, является (i) контроль выбросов путем применения соответствующих технологий контроля при использовании технических решений, связанных со сбросами пара или (ii) применение технического решения, предусматривающего в первую очередь ограниченные выбросы метана.

Некоторые убедительно подтвержденные документами меры по предотвращению выбросов метана из установок регенерации гликоля представлены в Таблице 2.

[52] В ходе обычной чистки или повторного заполнения осушителя, некоторая часть газа обычно выбрасывается в атмосферу.

ТАБЛИЦА 2: МЕРЫ КОНТРОЛЯ ВЫБРОСОВ МЕТАНА ИЗ УСТАНОВОК РЕГЕНЕРАЦИИ ГЛИКОЛЯ[53]

Меры: (Вариант: изменение или технология)	Краткое описание мер:	Развитость: (Низк./Сред./Выс.)	Применение в Арктике:	
			Наземное	Морское
СТРУКТУРА СИСТЕМЫ:				
Установка сепаратора очистки гликоля	Метан, испаряемый из обогащенного гликоля, может быть уловлен/перенаправлен (требуется выпускное отверстие для газа[54])	Высокая	x	x
Использование электрического насоса (вместо газоприводного)[55]	Использование электрических насосов для улучшения эффективности системы (например, сокращение темпов циркуляции ТЭГ)	Высокая	x	x
ОПЕРАЦИИ:				
Оптимизация темпов циркуляции гликоля	Давление входящего газа и поток могут изменяться с течением времени. Избыточная циркуляция гликоля приводит к выбросам	Высокая	x	x

СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ И ЗАТРАТЫ

В следующей таблице кратко перечислены затраты и сокращения выбросов, связанные с различными мерами

ТАБЛИЦА 3: ОБЗОР СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ И ЗАТРАТЫ НА ОСУШКУ, А ТАКЖЕ ВАРИАНТЫ СНИЖЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ ПОТОКА (13)

Меры: (Вариант: изменение или технология)	Инвестиционные затраты	Сокращения выбросов
Установка сепаратора очистки гликоля, Оптимизация темпов циркуляции гликоля	от USD 5 тыс. до 60 тыс. в зависимости от размера и расположения (на берегу/в море)	90%
Использование электрического насоса (вместо газоприводного)	от USD 5 тыс. до USD 20 тыс.	Около 80%

Респонденты также подчеркнули высокие затраты, связанные с осушкой молекулярными фильтрами (при применении для высокосернистых газов).

ДЕЙСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ

Доступная информация о действующих методах обеспечения потока (вверх по потоку) представлена в Таблице 4:

[53] Некоторые респонденты выразили обеспокоенность в отношении эксплуатационных аспектов, связанных с осушающим дегидратором и, таким образом, осушающие дегидраторы не указаны прямо в качестве варианта мер снижения загрязнения.

[54] Так как для нагревания регенератора требуется топливо, довольно легко найти применение для газа.

[55] Также применяется в отношении газоприводных насосов для нагнетания химических реагентов.

ТАБЛИЦА 4: ДЕЙСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОТОКА (ВВЕРХ ПО ПОТОКУ) В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

	АЛЯСКА	КАНАДА	НОРВЕГИЯ	РОССИЯ
ОПИСАНИЕ ДЕЙСТВУЮЩЕГО МЕТОДА:	Распространены гликолевые дегидраторы, и сепараторы очистки гликоля обычно устанавливают в более крупных дегидраторах . Многие операторы собирают газ и сжигают его в факелах (вместо сброса). Используются осушающие дегидраторы (но опыт - небольшой).	ТЭГ используется для полевых применений с бессернистым газом (с системами конденсатора). ТЭГ- дегидраторы контролируются, и регламент требует оптимизации темпов циркуляции гликоля (рабочие характеристики). Дегидраторы с молекулярными фильтрами используются для серных применений с сжиганием газа.	ТЭГ-дегидраторы используются как на берегу, так и в море. Сжигаемый газ направляют в факел на берегу и извлекают в море. МЭГ используется для ингибирования гидратообразования в подводных трубопроводах. Регенерация МЭГ для факельного сжигания или технологического процесса, за исключением мест, где он сбрасывается.	Подтверждение осушающих дегидраторов, используемых в море. Закачка метанола и разделение при низкой температуре используются в Западной Сибири.

4.2 ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ

ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСОВ

На отдаленных, неэлектрифицированных участках добычи газа часто используют пневматические контролирующие устройства, работающие на природном газе, для автоматического управления процессом, приводящие к значительным выбросам метана в атмосферу. Устройства контроля, работающие на природном газе (ПГ), выбрасывают CH_4 как путем непрерывного выделения, так и во время приведения в действие (сбрасывание). Выбросы варьируются, в значительной степени завися от модели, рабочего давления, вида и условий работы прибора и частоты включения. Один из поставщиков технологий поделился опытом устройств с мощностью до 30 стандартных кубических футов в час (станд.куб.фут/час) сброса.

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ

Возможности снижения загрязнения по сокращению выбросов метана включают в себя:

- Замену реле с высоким уровнем расхода на модель с ограниченным расходом или механические средства контроля
- Модернизацию реле с высоким уровнем расхода на устройство с ограниченным расходом: Комплекты модернизации часто могут устанавливаться, не требуя какой-либо остановки работы
- Установку системы сжатого воздуха КИП и установку компрессора для подачи воздуха, осушители воздуха, воздушные трубопроводы, измерительные диафрагмы контрольных устройств и резервуар для удаления жидкой фазы.

Все эти варианты были спроектированы и применяются как для наземных, так и для морских условий, несмотря на то, что решение о модернизации не может быть применимо в отношении всех устройств. Программа Natural Gas Star показывает, что до 80% устройств с высоким уровнем расхода могут быть заменены или модернизированы.

Комплексы, работающие на солнечной энергии, в настоящее время также вводятся в серийное производство, однако, необходимо регулярно удалять снег с панелей, а зимой в очень высоких широтах могут быть ограничения п использованию.

СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ И ЗАТРАТЫ

В следующей таблице кратко перечислены затраты и потенциал сокращения выбросов по различным вариантам. Затраты на материал/оборудование не отличаются для арктических условий, хотя в некоторых случаях могут иметь место затраты на внедрение. В целом, преобразование/модернизация устройств с высоким уровнем расхода на устройства с ограниченным уровнем представляет собой вариант снижения загрязнения с низкими инвестиционными затратами.

ТАБЛИЦА 5: ПОТЕНЦИАЛ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ И ЗАТРАТЫ НА ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ

	Потенциал сокращения выбросов	Затраты	Недостатки
Замена на реле с ограниченным расходом	Сокращение выбросов до уровня 6 станд.куб.фут./час	USD 500 – 1 000 в зависимости от вида и размера	Сбросы механизма управления после освобождения клапана не являются уменьшенными
Модернизация устройств с высоким расходом на реле с ограниченным расходом	Сокращение выбросов до уровня 6 станд.куб.фут./час (13)	USD 300 - 700 (14)	
Замена на пневматические инструменты	Сокращение 100% выбросов метана[56]	Зависит от мощности: Около USD 6 000 для мощности в 10 лошадиных сил (ЛС) и более USD 60000 - для 75 ЛС В дополнение к установке может потребоваться трубопроводная сеть подачи воздуха; Эксплуатация и техническое обслуживание примерно от 10% до 20%. Преобразование системы управления в пневматическую является дорогостоящим вариантом, когда число устройств ограничено, так как имеется ряд фиксированных капитальных и эксплуатационных затрат	Требуется установка новой трубопроводной сети. Случаются проблемы с техническим обслуживанием систем осушения воздуха

ДЕЙСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ

В Норвегии и районе Аляски Норт Слоуп пневматические устройства управления используются почти на исключительной основе, хотя в более распределенных операциях (Канада и Россия (15)), пневматические инструменты, работающие на ПГ, составляют значительную долю устройств управления. Большинство новых устройств производятся как реле с ограниченным расходом, чтобы соответствовать требованиям[57] максимум 6 станд.куб.фут/час[58]. Выполнение работ по модернизации устройств с высоким расходом для минимизирования уровня сброса хотя и не является общепринятой практикой для операторов, в последнее время стало также пользоваться некоторым спросом, в частности, в Северной Америке.

4.3 ХРАНЕНИЕ И ПОГРУЗКА НЕФТЕПРОДУКТОВ

ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА

Испарения, состоящие из ЛОС (метановые и неметановые ЛОС))[59] и прочих опасных загрязнителей воздуха (ОЗВ) (например, бензол, толуол и H_2S) выделяются из жидких углеводородных продуктов

[56] Но может повлиять на выбросы CO_2 в зависимости от топлива, использованного для работы пневматического компрессора

[57] Действующее постановление США.

[58] В анализе затрат на снижение загрязнения базовой линией для нового оборудования являются реле с ограниченным расходом

[59] Летучие органические соединения (ЛОС). ЛОС часто делятся на метановые и неметановые ЛОС (нмЛОС) в связи с различным механизмом регулирования этих компонентов (например, в Киотском протоколе и Гетеборгском протоколе ЕЭК ООН). нмЛОС включают этан и тяжелые углеводороды, такие как гептан и пентан.

во время хранения и погрузки в связи с тремя различными механизмами: (1) потери при испарении, (2) рабочие потери и (3) потери от «дыхания» резервуаров (также известные как потери при испарении или хранении).

Потери при испарении возникают из-за углеводорода, переходящего от высокого давления к низкому, например, когда сырая нефть или конденсат передаются из эксплуатационного сепаратора низкого давления или обогревательного оборудования в резервуар для хранения под атмосферным давлением. Во время хранения жидкие углеводороды продолжают испаряться, когда изменяются уровни жидкости или содержимое резервуара смешивается (рабочие потери), обычно происходящие во время закачки и опорожнения резервуара. Потери от дыхания вызываются изменениями в температуре окружающего воздуха и барометрическом давлении, приводя к расширению и сжатию парового пространства.

Скорость сброса пара и состав резервуара хранения или закачки углеводородного продукта будут изменяться с течением времени и зависят от характеристик жидкости, модели объекта, а также эксплуатационных характеристик[60]. Несмотря на то, что низкие температуры окружающей среды в Арктике могут оказывать положительное влияние на скорость сброса пара, температура жидкости в резервуарах хранения часто контролируется в целях обеспечения достаточно низкой вязкости для разгрузочных операций и последующей транспортировки[61]. Углеводородный пар часто смешивается с присутствующими в резервуаре инертными газами (например, азотом и углекислым газом), и состав полученной газовой смеси может значительно отличаться: средняя доля метана может варьироваться от <1 моль %[62] до >60 моль %[63] (ЛОС, ОЗВ и инертные газы составляют оставшуюся часть) и значительно изменяться с течением времени, например, во время периода загрузки FPSO с использованием инертного газа в качестве пластового газа. Относительно распространенной практикой является выбросы метана и ЛОС во время хранения и погрузки в атмосферу.

Следует отметить, что количество метана, сбрасываемого в результате хранения и погрузочных операций вверх по потоку во многих случаях может быть очень ограниченным, и в значительной степени зависит от технологического процесса (например, давление пара хранимой углеводородной жидкости).

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ И МЕТОДОВ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ

Метан (и легкие углеводороды, такие как этан и пропан) имеет высокое паровое давление, и, вероятно, будет испаряться из жидкого углеводородного продукта в какой-то точке по цепочке стоимости. Для минимизации количества метана, сбрасываемого в результате операций хранения и погрузки, наилучшим методом является либо (i) использовать «пассивные» меры контроля для сокращения испарения на объекте хранения или погрузки и «передвигать» некоторые потери, образовавшиеся при испарении, в другое место цепочки стоимости, где пар может быть обработан надлежащим образом, либо (ii) использовать установку улавливания паров и направлять газ на продуктивное использование, в факельную установку или сжигательную печь. Оптимальным выбором технического решения будет решение, созданное для конкретной площадки. Направление углеводородного пара в факельную установку или сжигательную печь

[60] В расположенных вверх по потоку резервуарах-хранилищах легкая сырая нефть будет испарять больше паров углеводорода, чем тяжелая, и скорость сброса пара обычно будет показывать циклическую схему, при которой нефть часто загружается и выгружается. Легкая сырая нефть (API 30 и выше) может содержать вплоть до 5% ЛОС.

[61] Значительные количества энергии, например, используются в Западной Сибири и на нефтеналивных судах для нагревания сырой нефти до транспортировки или разгрузки.

[62] На основе данных для среднего сброса ЛОС во время загрузки танкера снабжения мощностью 130 000 ДВТ в Северном море (используя инертный газ в качестве покрытия нефти в резервуаре)

[63] Верхнее значение диапазона, представленного по ссылке: http://www.epa.gov/gasstar/documents/ll_final_vap.pdf

могло бы сократить выбросы метана, но может быть сложным в отношении пара с низким содержанием энергии[64].

Рассмотренные меры, наиболее соответствующие арктическим условиям, представлены в Таблице 6 ниже.

ТАБЛИЦЫ 6: МЕРЫ КОНТРОЛЯ ВЫБРОСОВ МЕТАНА В РЕЗУЛЬТАТЕ ХРАНЕНИЯ И ЗАГРУЗКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ПРОДУКТОВ

МЕРЫ: (ВАРИАНТ: ИЗМЕНЕНИЕ ИЛИ ТЕХНОЛОГИЯ)	**КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ МЕРЫ:**	**РАЗВИТОСТЬ:** (НИЗК./СРЕД./ВЫС.)	**ПРИМЕНЕНИЕ В АРКТИКЕ:**	
			НАЗЕМНОЕ	**МОРСКОЕ**
ПАССИВНЫЕ МЕРЫ (МЕРЫ ПО СОКРАЩЕНИЮ ПАРООБРАЗОВАНИЯ):				
Снижение рабочего давления при разведке и добыче	Испаряющиеся потери могут быть сокращены путем уменьшения рабочего давления сепараторов	Высокая	Резервуары	Резервуары Танкеры снабжения
Увеличение давления в резервуаре (с контролем пара)	Потери от испарения могут быть сокращены в резервуаре. Контроль пара, требуемый при добыче/переработке	Средняя/ Низкая	Резервуары	Танкеры снабжения FPSO[65]
Изменение геометрии погрузочного трубопровода (сливные трубы)	Использование сливных линий увеличенного диаметра для сокращения создания испарения ЛОС в погрузочном трубопроводе[66]	Средняя	НД	Танкеры снабжения Использование лихтерных судов[67]
АКТИВНЫЕ МЕРЫ (УСТАНОВКИ УЛАВЛИВАНИЯ ПАРА – УУП):				
УУП: Сжатие газа (газоочиститель + компрессор)	Направление сбрасываемого газа в сепаратор, переработка жидкостей в резервуаре, сжатие газа для экспорта или местного использования	Высокая	Резервуары (разведка и добыча)	Резервуары и ПНХ
УУП: Эжектор (например, используя газ под высоким давлением)	Использование энергии пара газа под высоким давлением или другой движущей жидкости для привлечения ЛОС под низким давлением для экспорта или местного использования	Высокая	Резервуары (разведка и добыча)	Резервуары (разведка и добыча)
УУП: Конденсация ЛОС и сбор газа	Конденсация тяжелых углеводородов (охлаждение) и использование легких фракций (включая метан) в качестве топлива	Средняя/ Низкая	Резервуары, погрузочные операции	Танкеры снабжения FPSO[68]

[64] ГПЗ Корстё в Норвегии требует, например, чтобы ЛОС, сброшенные во время разгрузки, сжигались в сжигательной печи. Для сжигания ЛОС требуется экспериментальное топливо, и экологическое воздействие этого метода будет зависеть от топлива, используемого для обеспечения сжигания.

[65] Существуют другие (более распространенные) технические варианты для сокращения выбросов ЛОС, но так как они не оказывают прямого влияния на выбросы метана, то они были исключены из анализа. Кроме того, существует ряд мер для сокращения потерь от дыхания (например, распыляемая пена, инсоляция, покраска резервуара и т.д.). Тем не менее, эти методы имели большее значение на Ближнем Востоке, чем в Арктике, и таким образом, не описываются в настоящем отчете.

[66] Сливная линия более крупного диаметра без каких-либо движущихся частей приборов может предотвратить большую часть образования ЛОС, производимую в традиционной сливной линии, которую она заменяет. DNV смоделировал ситуацию, когда увеличенное число сливных линий в стандартном танкере Suezmax со сливными линиями при высоте в 22 метра могут создать экономию от 85 до 130 тонн ЛОС на погрузку в зависимости от давления пара нефти http://www.klif.no/nyheter/dokumenter/vocic_boylelasting_vedl4.pdf). Это также оказывает положительное воздействие на рабочие потери (увеличение газовых пузырьков в результате испарения в трубопроводной системе и колебание поверхности жидкости увеличат испарение с поверхности внутри резервуаров). Имеются различные оценки влияний на скорости выбросов ЛОС из резервуара, но обычно они представлены для нмЛОС доли пара. Потенциальное влияние на сбрасываемые выбросы метана не изучено надлежащим образом.

[67] Процесс разгрузки судов лихтером с больших судов на малые, позволяющий большим судам изменять их отгрузку.

[68] Плавучие нефтепромысловые платформы (FPSO).

Установки улавливания газа (УУП) могут применять различные технологии для улавливания паров в результате операций по хранению и погрузке углеводородных продуктов при разведке и добыче, некоторые из них не оказывают влияния на сбрасываемые выбросы метана (т.е. решения адсорбции или абсорбции). Выше представлены только те меры, которые могут использоваться для контроля выбросов метана в результате хранения и погрузки. Извлеченные пары могут быть продуктивно использованы на месте или экспортироваться через существующую газовую инфраструктуру там, где она имеется. Если газовая инфраструктура отсутствует или экономически неэффективна для утилизации, то пары могут быть ресорбированны в продукте/жидкости или конденсированы в жидкое топливо для использования на площадке или экспорта[69]. Пары также могут быть направлены в факельную установку или сжигательную печь.

СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ И ЗАТРАТЫ

Привлекательность УУП зависит от наличия достаточного и предсказуемого объема выбросов пара, инфраструктуры для утилизации извлеченных углеводородных паров и подбора правильных технологий, соответствующих предполагаемой скорости пара и составу (включая изменения с течением времени). Мощность УУП должна оптимизироваться с учетом изменчивости скоростей сброса пара и составов. Как результат, некоторая часть пара все еще может быть сброшена, например, когда пиковые скорости выбросов превышают порог мощности УУП, либо во время запуска погрузочных операций (в связи с высоким содержанием инертного газа).

Договорные условия часто могут оказывать влияния на бизнес-модель монтажа установки улавливания паров (например, договоры между владельцами оборудования, операторами оборудования и владельцами ресурсов)[70]. Сложности в надлежащем урегулировании этих вопросов коммерчески могут часто объяснять, почему очевидно привлекательные меры не реализуются или откладываются. Затраты, связанные с каждой из технологий, рассмотрены ниже:

- **Снижение рабочего давления вверх по потоку резервуара:** В то время как снижение давления сепаратора может иметь минимальные прямые капитальные и эксплуатационные затраты, общее экологическое и экономическое воздействие является неопределенным и характерным для отдельной площадки. Пониженное рабочее давление сепаратора продукции, например, приведет к возникновению газового потока, покидающего сепаратор, имеющего более низкое давление и более богатый состав, потенциально делая его более сложным и дорогостоящим для использования утилизации[71]. Если проводится надлежащая обработка дополнительных потерь от испарения вверх по потоку, снижение рабочего давления вверх по потоку может привести только к сокращению выбросов метана.
- **Увеличение давления в резервуаре:** Увеличение рабочего давления резервуара в некоторых случаях может быть сделано с минимальными прямыми капитальными

[69] Многие из существующих реализуемых технологий не включают долю метана, только нмЛОС.

[70] Например, это может быть характерно для FPSO, когда нефтегруз принадлежит одной организации, FPSO и все установленное оборудование – другой, а третья организация несет ответственность за работу FPSO.

[71] В России попутный газ последних этапов сепарации нефти часто сжигается на факелах в отдаленных местах в связи с его низким давлением и высоким содержанием жидкости. На основе анализа CL, единица стоимости улавливания газа может превышать 200 /тыс.куб.м. для крайне низконапорных газовых потоков. Когда попутный газ собирается полностью, понижение газового давления производственного сепаратора может привести к возросшим потребностям в компримировании или необходимости дополнительной обработки вверх по потоку для того, чтобы избежать конденсации в трубопроводах.

затратами[72], но потребовать инвестиций для повышения расчетного давления новых резервуаров-хранилищ[73]. Эта мера может привести лишь к сокращенным выбросам метана, если потери от испарения будут надлежащим образом обработаны при переработке и транспортировке в производственной цепочке (метан будет стремиться к испарению, когда продукт будет приведен к атмосферному давлению).

- **Изменение геометрии погрузочного трубопровода (сливные линии):** Капитальные затраты на модернизацию необходимого оборудования на танкере снабжения мощностью 130000 ДВТ оцениваются примерно в 2 миллиона USD [74]. Эта технология требует ограниченных эксплуатационных затрат и затрат на техническое обслуживание, и обладает высокой регулярностью (100%).
- **УУП: Сжатие** Общие капитальные затраты для применения этого типа УУП в наземных условиях варьируются от USD 43тыс. за установку в 25 тыс.ст.куб.фут./сут до USD 126 тыс. за установку в 500 тыс.ст.куб.фут./сут[75], в то время как применение в морских условиях в некоторой степени более дорого (сообщалось об общих затратах на установку до USD 4 млн. за установку FPSO с конверсией в углеводородное покрытие). Капитальные затраты в Арктике, как ожидается, будут на 30-40% выше в связи с необходимостью подготовки оборудования к зиме и затратами на логистику[76]. Эксплуатационные затраты (например, затраты на компримирование) будут варьироваться в зависимости от скорости потока газа, эффективности и затрат на энергию[76]. В связи с крупными сезонными изменениями в арктических климатических условиях скорости пара могут отличаться больше, чем в других регионах, приводя к менее оптимальной мощности утилизации установленного оборудования. Экономические преимущества УУП будут зависеть от объема и ценности сливных жидкостей, объема и энергосодержания извлеченного газа, а также альтернативной стоимости топлива и/или чистой цены газа[77].
- **УУП: Эжектор:** Капитальные затраты этой технологии сравнимы с компримированием для аналогичного диапазона применения, но преимущество технологии в том, что она не требует технического обслуживания.
- **УУП: Конденсация и сепарация газа:** Крупномасштабные УУП первого поколения были относительно дорогими, довольно сложными и вызывали некоторые эксплуатационные трудности. Позже модели были оптимизированы с целью уменьшения сложности. В отношении сопутствующих преимуществ топливо ЛОС может использоваться в качестве заместителя для дизельного топлива в существующих котлах, таким образом, сокращая отдельные выбросы и техническое обслуживание, связанные с очисткой печи. В

[72] Затраты будут предельными, пока давление резервуара сохраняется в рамках расчетного давления, поправленного на предел износа. По мере старения резервуаров коррозия и общий износ могут сократить приемлемый уровень давления.

[73] Например, оператор Teekay сообщил, что дополнительный стальной вес для резервуара с повышенным давлением и стандартом повышенной усталости добавляет до 500 тон (~0.5% приращение в собственном весе, приводящее к незначительному превышению потребления топлива).

[74] В России попутный газ последних этапов сепарации нефти часто сжигается в факелах в отдаленных местах в связи с его низким давлением и высоким содержанием жидкости. На основе анализа CL единица стоимости улавливания газа может превышать USD200/тыс.куб.м. для крайне низконапорных газовых потоков. Когда попутный газ собирается полностью, понижение газового давления производственного сепаратора может привести к увеличению потребности в сжатии или необходимости дополнительной обработки вверх по потоку для того, чтобы избежать конденсации в трубопроводах.

[75] Поправка на инфляцию и предположение 75% затрат на установку. Затраты программы Natural Gas Star

[76] Интервью с Марком Гудйером из COMM engineering

[77] Чистая стоимость газа обычно отражает его энергосодержание, наличие инфраструктуры и ограничения по мощности, а также коммерческие условия, которые могут быть согласованы для доступа к инфраструктуре переработки и транспортировки газа. В отдаленных арктических условиях чистая стоимость может быть ограничена (до нуля/отрицательного значения, если газ сжигается в факелах).

отношении выбросов эта технология может полностью устранить выбросы метана и ЛОС во время эксплуатации. Наземные установки на погрузочных причалах могут иметь требования к капиталу, подобные морским установкам[78].

В следующей таблице перечислены ожидаемые сокращения выбросов и капитальные затраты в арктических условиях.

ТАБЛИЦА 7: СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ И КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Меры: (Вариант: изменение или технология)	Сокращение выбросов[79]:		Кап.затраты (примеры):	
	Метан	ЛОС	Наземные:	Морские:
ПАССИВНЫЕ МЕРЫ (СОКРАЩЕННОЕ ИСПАРЕНИЕ):				
Снижение рабочего давления при разведке и добыче	До 30% для -1 бар	До 30% для -1 бар	Высоко присущи отдельному случаю	Высоко присущи отдельному случаю
Увеличение давления в резервуаре	До 10-20% для >0.2 бар	До 10-20% для >0.2 бар	Могут быть ничтожно малы	Могут быть ничтожно малы
Изменение геометрии погрузочного трубопровода (сливные трубы)	Мало данных	До 50%	НД	~USD 2 млн. (модернизация)
АКТИВНЫЕ МЕРЫ (УСТАНОВКИ УЛАВЛИВАНИЯ ПАРА – УУП):				
УУП: Компримирование газа (газоочиститель + компрессор)	95%	95%	USD 60-120 тыс. (25-500 тыс.ст.куб.фут./сут)	USD 250 тыс. (платформа) - USD 4 млн. (FPSO)
УУП: Эжектор (использование газа под высоким давлением или воды + насос)	>95%	>95%		
УУП: Конденсация ЛОС и сбор газа	95%	95%	USD 6-12 млн. (~8,000 $м^3$/ч)	USD 6-15 млн. (~8,000 $м^3$/ч)

ДЕЙСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ

Количества и составы выбросов ЛОС в результате хранения и погрузки углеводородных продуктов значительно варьируются между арктическими странами[80]. Существуют также значительные отличия между наземными и морскими операциями, а также между отдельными площадками для производства и хранения, например, в отношении применяемых производственных технологий, летучести углеводородов и применимых мер, которые могут быть пригодны для контроля выбросов метана. В контексте этого исследования невозможно было собрать достаточно информации о текущем применении пассивных мер для контроля выбросов метана, связанных с хранением и погрузкой. В Таблице 8 описана информация, доступная по действующим методам контроля выбросов ЛОС в результате хранения и погрузки. В целом, представляется, что действующие методы обусловлены существующими регламентами для ЛОС и ОЗВ.

[78] Например, в связи с ограничениями пространства

[79] Базовый уровень выбросов определяется как пары углеводородов, выбрасываемые без каких-либо мер контроля ЛОС. Влияния выбросов не имеют поправки на надежность. Несмотря на то, что пассивные меры будут иметь высокую надежность, активные меры могут выполняться слабо, если объекты не созданы, не эксплуатируются и не обслуживаются надлежащим образом.

[80] Запасы метана и выбросов нмЛОС в результате хранения и погрузки отображают различные схемы в разных регионах: в США резервуарные парки для хранения нефти и конденсата природного газа на добывающих и перерабатывающих объектах оцениваются как выбрасывающие 23,3 млрд.куб.футов метана (~490,000 т-CH_4) и 22 000 тон нмЛОС в год http://www.epa.gov/etv/pubs/600s07029.pdf). В Норвегии сообщается, что эти выбросы составили 2800 тон метана и 18 600 тон нмЛОС (после достижения значительных сокращений в выбросах нмЛОС из нефтехранилищ и погрузки) в 2011 (www.norskoljeoggass.no). Соотношение метана и нмЛОС в углеводородном паре сообщается как эквивалентное от 1 до 0,05 в США и от 1 до 6,5 в Норвегии (разница коэффициента более чем в 140). Характеристики будущих нефтегазовых операций в Арктике большей частью остаются неизвестными.

ТАБЛИЦА 8: ДЕЙСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ МЕТАНА (В ЛОС) В РЕЗУЛЬТАТЕ ХРАНЕНИЯ И ПОГРУЗКИ В АРКТИКЕ

	Аляска	Канада	Норвегия	Россия
Действующие методы	Установка УУП в зависимости от местных условий (размер, близость города, вид газа). Судно с выбросами ЛОС, превышающими 6 т/г, должно предпринимать меры по сокращению выбросов.	УУП подбирается на основе каждого конкретного случая (в зависимости от экономических характеристик). Но в целом, не так распространены.	УУП установлены на берегу и в море. В море метан высвобождается после погрузки и часто сбрасыается, в то время как на некоторых танкерах производится извлечение метана.	ЛОС в результате отгонки конденсата часто сжигается в факелах. УУП используются довольно часто.

4.4 ЛЕТУЧИЕ ВЫБРОСЫ МЕТАНА

ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСОВ

На объектах, где ведется добыча нефти и природного газа, на ряде компонентов (такие как клапаны, фитинги, оборудование регулирования давления, контроллеры, компрессоры, сквозные трубы, фланцы и другие соединения) могут образовываться утечки газа в связи с нормальным износом, изменением процесса и различными условиями окружающей среды (например, температура окружающей среды и влажность, коррозия и т.д.).

ОБЗОР ПРАКТИКИ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ

Создание программ целевого осмотра и обслуживания (ЦОиО) для выявления и устранения летучих утечек в нефтегазовых сооружениях может значительно сократить этот источник выбросов. Программа ЦОиО начинается с базового исследования для обнаружения (и, возможно, количественного определения) утечек. Как правило, утечки метана трудно обнаружить. Тем не менее, доступен ряд технологий обнаружения утечек метана (скрининг мыльных пузырей, электронный скрининг, анализаторы токсичного и органического пара, ультразвуковые и акустические системы, инфракрасная камера и удаленный детектор утечек метана), а также усовершенствования в технологии, в последние годы помогают увеличить возможности обнаружения. Например, инфракрасные (ИК) камеры, которые могут использоваться для того, чтобы иным способом видеть невидимые углеводородные выбросы, оказались эволюционными технологиями в повышении осведомленности об источниках выбросов метана и объемах. Затем проводится ремонт протекающих компонентов. Последующие исследования разработаны на основе данных предыдущих исследований, позволяя операторам сосредоточиться на компонентах, которые могут иметь наиболее вероятную утечку и выгодны для ремонта. Важно отметить, что ИК-камеры могут иметь проблемы при работе в очень холодных условиях (ниже -20°C или -30°C).

КОММЕНТАРИИ ПО ПОВОДУ ОБНАРУЖЕНИЯ ПОДВОДНОЙ УТЕЧКИ ГАЗА

Обнаружение и устранение газовых утечек на подводных установках является более сложным (и более дорогостоящим). Массовый баланс является общепринятым методом для обнаружения самых крупных утечек. Ряд других подводных технологий является коммерчески доступным для обнаружения более мелких утечек и кратко описан в таблице ниже.

ТАБЛИЦА 9: ОБЗОР РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ И ЛОКАЛИЗАЦИИ ГАЗОВЫХ УТЕЧЕК ПОД ВОДОЙ (16)

	Описание	Ограничения
Оптическая камера	Видео камера для наблюдения за подводной системой	Чувствительна к прозрачности воды Требуется дополнительный свет для обнаружения далее 3-5 м.
Пассивная акустика	Подводные микрофоны, определяющие звук, производимый утечкой	Чувствительна к фоновым помехам. Может не определять небольшие утечки
Активная акустика	Источник и приемник звука. Звук отражается границами между различными средами (включая газовые пузырьки).	Чувствительна к затемнению объектов. Производит значительные объемы данных.

СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ И ЗАТРАТЫ

Величина утечек в пределах объекта, зависит от ряда факторов, включая рабочее давление, количество и возраст оборудования, базовый интервал технического обслуживания и условия окружающей среды. Доступные сообщаемые цифры, в основном, представляют собой данные перерабатывающих заводов и транспортирующих сооружений и, как правило, клапаны и разъемы считаются основными протекающими компонентами (17). Для нефтяной платформы сообщалось примерно 100 м^3/час ЛОС для утечек оборудования (18), и утечки на FPSO могут быть выше. Измерение скоростей утечки до ремонта не требуется, но может быть проведено для учета объема сокращений выбросов[81]. Поставщик услуг заявил, что обычно 90% объема утечки в рамках площадки относятся к основным 10% протекающих компонентов.

Для того, чтобы провести проверку и измерительные операции может быть использована инфракрасная камера, которая стоит около USD 70 000. В случае привлечения внешних ресурсов обслуживание обычно стоит примерно от USD 2500 до 5000 в день, в то время как сооружение среднего размера может быть обследовано за несколько часов. Затраты на ремонт значительно варьируются в зависимости от вида требуемого действия. Некоторые из утечек могут быть уменьшены путем уплотнения штока задвижки, в то время как другие требуют замены уплотняющих материалов или в некоторых случаях замены всего компонента.

ДЕЙСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ

Исторически обнаружение утечек метана было обусловлено главным образом требованиями безопасности и общего технического обслуживания. Например, морские платформы часто оснащены большим количеством детекторов концентрации УГ с целью предотвращения риска взрыва. Эти детекторы срабатывают, когда концентрация метана достигает определенного порогового значения, но в зависимости от местных условий и конкретного расположения датчиков, многие потенциальные утечки не могут быть обнаружены.

В ходе исследования было отмечено, что многие из крупных нефтяных компаний во всех арктических регионах сейчас оснащены инфракрасными камерами обнаружения утечек, а также, что метод целевого осмотра и обслуживания становится более распространенным[82]. В Канаде также существуют требования для скрининга утечек при добыче нефти. (19)

[81] В зависимости от величины утечек могут использоваться несколько методик измерения: в добывающем нефтегазовом секторе для большей части утечек менее 10 фут^3/мин, наиболее широко используются пробоотборники hi-flow. Дозировочные методы могут использоваться для более крупных скоростей утечек. Определение утечки и технологии измерения были использованы несколькими операторами за последние годы и достигли относительно высокой степени развитости.

[82] Ряд компаний в настоящее время испытывает (экспериментальную инфракрасную камеру) или внедряет программу целевого осмотра и обслуживания

4.5 ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ КОМПРЕССОРЫ

ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСОВ

Центробежные компрессоры широко используются в нефтегазовой отрасли. Эти компрессоры имеют вращающийся вал с уплотнениями, предотвращающими выход газа под высоким давлением. Использование нефти под высоким давлением, которая циркулирует между кольцами вокруг компрессорного вала в качестве уплотнения (также известная как влажное уплотнение) является распространенной практикой, хотя ее использование для вновь установленных центробежных компрессоров значительно уменьшается (20). При влажном уплотнении газ под высоким давлением вступает в контакт с уплотнительным кольцом, в результате чего некоторая часть газа захватывается уплотняющим маслом. Затем уплотняющее масло очищают от захваченного газа и направляют в область уплотнения для повторного использования, а продувочный газ обычно выбрасывается в атмосферу (13). Количество выбросов от влажного уплотнения может варьироваться в зависимости от условий эксплуатации от 100 до более 5000 литров в минуту. (13).

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ

Механическая система сухого уплотнения является альтернативой традиционному влажному уплотнению. Используя газ под высоким давлением для герметизации компрессора, сухие уплотнения приводят к гораздо более низким уровням летучих выбросов по сравнению с влажными уплотнениями. Сухие уплотнения также меньше нуждаются в электроэнергии, дают улучшенную производительность компрессора и требуют меньше технического обслуживания. Технология сухих уплотнений может быть установлена на большинство существующих компрессоров с влажными уплотнениями[83].

Несмотря на то, что сухие уплотнения являются очень рентабельной опцией для новых компрессоров, ряд респондентов подчеркнул, что сухие уплотнения не являются привлекательным вариантом модернизации в связи с требующимися большими инвестициями, необходимым длительным временем отключения и низкой ценностью полученного газа.

Альтернативное решение было найдено BP в ходе ее операций в Норт Слоуп: система извлечения паров из уплотнительного масла, которая улавливает и отделяет газ от сернистого уплотнительного масла перед отправкой в дегазирующий резервуар. Извлеченный газ может быть направлен в различные выпускные отверстия: например, на факельную установку или газовую линию низкого давления. Согласно недавнему исследованию, это решение является технически простым, а также более рентабельным и приемлемым в качестве решения по модернизации (1).

СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ И ЗАТРАТЫ

Реализация решения с сухим уплотнением могла бы снизить количество выбросов метана более чем на 95%, несмотря на то, что, как подчеркнул один эксперт, если сухое уплотнение не обслуживается надлежащим образом, оно может серьезно протекать.

Капитальные затраты на систему сухого уплотнения зависят от размера компрессора и условий эксплуатации. Они варьируются в диапазоне между USD 300 000 и 1 миллионом; и для арктических условий. Инвестиционные затраты для арктической наземной системы извлечения паров уплотнительного масла (включая новый промежуточный испарительный бак, топливный фильтр и регулятор давления (1)) оцениваются в USD 30 000.

[83] Тем не менее, даже с использованием сухих уплотнителей, будут происходить некоторые утечки между уплотнителями и лабиринтным уплотнением. В целях предотвращения этого может быть реализована дополнительная схема без выбросов. В этой технологии нейтральный буферный газ подается между уплотнителями в лабиринт при более высоком давлении, чем газовое давление при сжатии.

ДЕЙСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ

Подавляющее большинство новых компрессоров оснащены сухими уплотнителями во всех Арктических регионах [84]. В Норвегии почти все центробежные компрессоры уже используют сухое газовое уплотнение. Респондент заявил, что установка сухих уплотнений стала распространяться в Канаде в связи с более строгим законодательством, но остается маргинальной. Затраты и время простоя, как представляется, в целом являются важными барьерами. Информация ограничена касательно скорости проникновения влажных уплотнений в операции по добыче нефти и газа в арктической части Сибири, несмотря на то, что анализ литературы указывает на то, что в России распространены влажные уплотнители (15).

4.6 ПОРШНЕВЫЕ КОМПРЕССОРЫ

ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСОВ

Несмотря на ряд точек утечек, наивысший объем потери газа в поршневых компрессорах связан с системами набивки сальника поршневого штока, которые являются компонентами, обеспечивающими герметизацию сжатого газа (13). Набивка сальника поршневого штока состоит из серии манжет, содержащих несколько уплотнительных колец, сдерживаемых вместе пружиной, установленной в углублении, проходящем вокруг внешней стороны кольца. Значительное сокращение утечек может быть достигнуто путем замены уплотняющих колец и в некоторых случаях – поршневого штока.

ОБЗОР МЕТОДА СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ

Предполагается, что правильно установленные новые сальники, если они настроены и смонтированы надлежащим образом, могут давать утечки со скоростью, примерно, 11 кубических футов в час,[85] (13). По мере старения системы скорости утечки могут возрасти в связи с износом системы. Мониторинг и замена систем уплотнений штока на регулярной основе является жизнеспособным методом сокращения выбросов. Здесь ключевой момент заключается в том, чтобы оптимизировать частоту замены во избежание утечек высоко летучих компонентов. Респонденты рекомендовали в качестве надежного отраслевого стандарта трехлетний период до замены уплотнения штока.

Некоторые опрошенные подчеркнули, что альтернативный вариант может заключаться в сборе и направлении сброса во входной вакуумный воздух двигателя, работающего на природном газе, в резервуар с системой улавливания пара или в факельную установку (13).

СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ И ЗАТРАТЫ

Скорости утечки для стандартного уплотнения штока могут варьироваться от 60-200 станд.куб.футов/час, были зарегистрированы 900 станд.куб.футов/час (21). Замена старого уплотнения штока на новые комплекты может уменьшить до 90% утечек во время замены.[86]

В общем, поршневые компрессоры могут охватывать более широкий диапазон эксплуатационных условий, чем центробежные компрессоры. Вследствие этого, затраты на замену системы уплотнения штока могут варьироваться от USD 360 для маленьких штифтов (0.5 – 1.5 дюймов) до

[84] В затратах на снижение загрязнения компрессоры с сухим уплотнением рассматриваются как основа для новых центробежных компрессоров

[85] С более высокими скоростями утечки в зависимости от правильности регулировки уплотнения

[86] Некоторые поставщики технологий заявляют, что уплотнение и оптимизация могли бы сократить утечки газа более, чем на 90%.

приблизительно USD 1600 для крупных комплектов (более 3 дюймов). Любое техническое обслуживание набивки сальника поршневого штока поршневого компрессора потребует временного отключения (несколько часов).

ДЕЙСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ

Метод оптимизированной замены уплотнения штока для поршневых компрессоров не является общераспространенным в нефтегазовых операциях в Арктике, несмотря на потенциальную экономическую выгоду и относительно высокую развитость технологии. Во многих случаях установленные датчики газа обнаруживают только крупную утечку. В США требуется замена через каждые 26 000 часов эксплуатации или каждые 3 года.

4.7 ПРОЧИЕ ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ МЕТАНА

В следующем разделе кратко рассмотрены другие источники выбросов метана:

Сброс пластовой воды: После очистки и в зависимости от давления на выходе пластовая вода все еще может содержать некоторое количество газа и, таким образом, представляет собой потенциальный источник выбросов метана. Эти выбросы могут быть минимизированы путем понижения давления нагнетания настолько низко, насколько это возможно.

Глушение и ликвидация скважины: Ликвидированные или заглушенные скважины также могут представлять собой источник утечки газа. Риск утечки в значительной степени зависит от месторождения/бассейна, так как он определяется давлением геологического источника газа, свойствами смягчающих геологических барьеров и состоянием скважины при ликвидации, включая не только качество ликвидации, но и качество изоляции межтрубного пространства). Ряд авторов рассмотрел риск утечки[87], и доля скважин с утечкой может быть существенной, хотя оценки значительно различаются.[88] Надлежащие методы при строительстве и глушении скважин могут сократить этот источник выброса газа.

Газ на выходе из обсадной колонны: Некоторые газы могут собираться в межтрубном пространстве между обсадной колонной (стальная труба, зацементированная в стволе скважины) и насосно-компрессорной трубой (труба в скважине служит в качестве канала для прохода нефти и газа). Этот газ часто сбрасывается, но может быть перенаправлен в установку извлечения пара или компримирован для закачки в газовый трубопровод для продажи. (13)

Продувка скважины: Скорость потока газа в разработанных газовых скважинах сокращается, когда жидкости (вода или конденсат) накапливаются внутри труб скважины. Когда компании открывают устье скважины (иногда на несколько дней) для выпуска жидкостей, некоторая часть газа выбрасывается в атмосферу. Плунжерный подъемник является методом искусственного подъема для выпуска жидкости, используя давление природного газа в межтрубном пространстве. Системы плунжерного подъемника значительно сокращают выбросы метана, но также уменьшается количество необходимого персонала, и повышается общая производительность скважины (13).

[87] В частности, в контексте хранения CO2e. Уотсон и Бачу, Джордан и Бенсон

[88] Управление по надзору за безопасностью нефтегазового производства Норвегии (Norwegian Petroleum Safety Authority) в 2006 году выявило неопределенность и слабые места в целостности 1/5 скважин. Шлюмберже отметил, что 60% морских газовых скважин продемонстрировали устойчивое давление в межтрубном пространстве через 30 лет. Уотсон и Бачу (SPE 106817) исследовали 352 000 нефтегазовых скважин и обнаружили, что в 5% скважин газ или нефть находились за пределами центрального ствола скважины. В 1992 году Агентство по охране окружающей среды США пришло к выводу, что из 1,2 миллиона ликвидированных нефтяных и газовых скважин в США 200 000 могли быть не закупорены надлежащим образом.

Испытание скважины: Испытания скважины проводятся для определения свойств пласта и пластовой жидкости и могут продолжаться от нескольких часов до нескольких дней. Добытый природный газ обычно сжигается в факелах, хотя иногда он может сбрасываться из некоторых скважин низкого объема. Существуют различные варианты для сокращения выбросов при испытаниях скважин, сокращая длительность испытания или выполняя так называемое «внутритрубное испытание», когда добытые жидкости экспортируются. Для случаев сжигания газа на факелах могут быть рассмотрены эффективные бездымные методы факельного сжигания (Смотрите раздел 3.2).

Гидравлический разрыв: Гидравлический разрыв малопроницаемых газовых формаций может привести к значительным выбросам метана в атмосферу. Эти выбросы могут быть сокращены либо путем факельного сжигания газа, используя камеру окончательного сгорания, либо посредством извлечения газа, используя экологичное («зеленое») оборудование для заканчивания скважины (или «оборудование для сокращения выбросов»).

Газовые турбины и двигатели: Выбросы метана являются результатом неполного сжигания ПГ, что позволяет некоторой части метана в топливе выбрасываться с потоком выхлопных газов. Газовые двигатели выбрасывают от 40 до 150 раз больше метана, чем газовые турбины.

5. ВЫБРОСЫ ЧЕРНОГО УГЛЕРОДА – ПЕРЕДОВОЙ ОПЫТ

5.1 СТАЦИОНАРНЫЕ ДИЗЕЛЬНЫЕ ДВИГАТЕЛИ И КОТЛЫ

ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСОВ

Выбросы твердых частиц (ТЧ) из дизельных двигателей или котлов являются комплексной смесью соединений, которая образуется с помощью ряда различных механизмов и включают растворимую органическую фракцию[89], нерастворимую фракцию[90] и сульфатную фракцию[91] (22). Более старые дизельные двигатели (произведенные до 1990г.) обычно являются высокими излучателями черного углерода и производят около 0,5 гр. черного углерода на кВч (и до 1 гр/кВч, со скоростью, зависящей от качества топлива и работы двигателя. Тем не менее, новые дизельные генераторы производят 0,025 гр/кВч черного углерода (и до 0,4 гр/кВч) (22).

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ

Доступен ряд вариантов для сокращения выбросов черного углерода из двигателей:

- **Переход на производство электроэнергии на основе газа:** Использование газа для производства электроэнергии вместо нефтепродуктов может представлять соответствующее сокращение факельного сжигания/маршрут утилизации газа (смотрите раздел 3.1) и вариант сокращения черного углерода.
- **Использование электроэнергии из ближайшего сетевого источника:** В зависимости от источника ближайшей электросети это решение может представлять собой вариант сокращения черного углерода и CO_2.
- **Внедрение передовых методов сжигания:** Передовые методы сжигания оказывают потенциальное воздействие на выбросы ТЧ и могут включать в себя обучение рабочего

[89] Из топлива и смазочного масла
[90] Сухая углеродистая сажа в результате неполного сжигания топлива
[91] От серы в дизельном топливе

персонала умению определять признаки неправильной эксплуатации, а также проведение частого технического обслуживания двигателя и инспекций. (22)

- **Установка дизельного сажевого фильтра (ДСФ):** ДСФ состоит из пористой керамической или кордиеритовой основы, либо металлического фильтра, которые могут извлекать черный углерод и удалять его из отходящего газа. Уловленные твердые частицы проходят через процесс, называемый регенерацией[92], для того, чтобы превратить их в пепел.

Как наилучшая доступная технология, особенно подходящая для отдаленных площадок, ДСФ представляет собой основной ориентир: дизельные сажевые фильтры использовались с 1980 года, и ряд регулирующих органов создал стандарты по выбросам дизеля для некоторых отраслей[93], в которых ДСФ является требованием (23). Технология ДСФ эволюционировала за последние 30 лет и сейчас является очень развитой[94]. ДСФ могут применяться как для наземных, так и для морских операций.
В зависимости от вида двигателя могут применяться различные технологии фильтрации, например, (i) *сажевый фильтр двигателя типа Wall-Flow* (сделанные из керамики и основанные на физической фильтрации твердых частиц через пористые стенки ячеек фильтра) или (ii) *байпасный фильтр* (катализируемая металлическая проволока, субстраты на основе металлической фольги или ячеистые структуры на основе волокна).

Тем не менее, ДСФ имеют некоторые недостатки:

- **Время модернизации:** При модернизации может потребоваться до недели, чтобы установить комплект ДСФ на выхлопную систему.
- **Техническое обслуживание:** В большинстве случаев требуется регулярное техническое обслуживание (обычно раз в год) для устойчивой работы и сокращения риска какой-либо возможной закупорки.
- **Повышенный расход топлива:** ДСФ могут привести к дополнительному потреблению топлива в связи с обратным давлением и регенерацией (обычно от 1 до 2%). (24)
- **Качество топлива:** Для некоторых ДСФ требуется топливо с крайне низким содержанием серы, тем не менее, многие ДСФ могут использоваться с высокосернистым топливом.

Разработка ДСФ для котлов требует более внимательного проектирования, так как котлы более чувствительны к обратному давлению.[95]

СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ И ЗАТРАТЫ

Фильтры типа Wall-Flow удаляют черный углерод, даже мелкий, составляющий 0,01 мкм в диаметре, с эффективностью от 90 до 99% в массе ТЧ.[96] Байпасный фильтр предлагает решение для сокращения выбросов ТЧ на 30-60%, но может работать с высокими выбросами ТЧ. ДСФ также может сокращать выбросы CO (на 70 - 90%) и выбросы углеводорода (на 85 -95%) (25).

Инвестиционные затраты на систему ДСФ выше, чем для модернизированных установок (75 – 100 USD/кВ установленной мощности для малых производственных комплектов и 40 – 50 USD/кВ для крупных), чем для новых установок (менее 30 USD/кВ для крупных генераторных установок).

[92] Регенерация – это процесс, посредством которого накопленный черный углерод удаляется из фильтра. Регенерация может быть сделана путем введения катализатора в фильтр, позволяя черному углероду сгореть с помощью тепла самого отходящего газа или путем добавления очень интенсивного тепла в выпускную систему.
[93] Транспортные средства, некоторые стационарные и морские двигатели, но не в нефтегазовом секторе
[94] Хотя все еще проводятся некоторые исследования, а именно, в отношении использования нанотехнологий для фильтрации
[95] ДСФ не доступен для бойлеров маленького размера.
[96] http://www.dieselretrofit.eu/technologies_filters.html

Размеры ДСФ обычно основаны на сертификатах производства дизельных двигателей и возрасте; однако, в арктических условиях до начала проектирования ДСФ может потребоваться провести испытание выхлопных газов. Эксплуатационные затраты состоят из ежегодных затрат на техническое обслуживание, повышения расхода топлива, смазочных и ремонтных материалов и произведенного электричества в случае варианта с регенерацией.

ДЕЙСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ

- **Переход на использование газа для производства электроэнергии:** Газовые турбины или двигатели широко используются во всех регионах этого исследования, особенно для утилизации попутного газа. В ряде случаев (например, Норт Слоуп и Норвегия), подавляющее большинство производства энергии основано на газе и только резервные генераторные или буровые установки питаются от дизеля.
- **Использование энергии из ближайшего сетевого источника:** Это решение было реализовано в Канаде[97] и, в меньшей степени, в Норвегии[98].
- **Установка дизельного сажевого фильтра:** Согласно данным, полученным от респондентов, установка ДСФ не является стандартной практикой в каком-либо арктическом регионе; был выявлен только один действующий проект установки ДСФ.

Интересно отметить, что многие респонденты не были знакомы с технологией ДСФ или действующими методами сокращения выбросов черного углерода, образующихся при дизельном производстве энергии.

5.2 ВЫБРОСЫ ОТ СУДОВ И КОРАБЛЕЙ

ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСОВ

Выбросы твердых частиц (ТЧ) с кораблей связаны с неполным сжиганием или примесями в топливе и смазочном масле[99]. Масса и вид ТЧ, выбрасываемых в воздух, будет изменяться в зависимости от вида двигателя, возраста двигателя и количества лошадиных сил, условий эксплуатации, топлива, смазочного масла, а также от наличия или отсутствия системы контроля выбросов.

Большие корабли, такие как нефтяные танкеры, обычно работают на остаточном масле. Международная морская организация (ММО) разработала новые нормативные требования для этих кораблей, требующие с 2015 года в установленных участках контроля выбросов (УКВ) перейти на использование масла с более низким содержанием серы. Прибрежные участки в США и Канаде (за исключением Арктики), в Северном море и Балтийском море были отнесены к категории УКВ, и в настоящее время рассматриваются другие УКВ.

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ

Недавнее исследование[100] показало, что улучшение качества топлива (от остаточного до дистиллятного) позволяет сокращать выбросы черного углерода в среднем на 30% и потенциально до 80 %, независимо от нагрузки двигателя.[101] Альтернативой для соблюдения постановлений о низкосернистом топливе является использование газоочистителей,

[97] Когда рабочая операция подсоединена к сети

[98] Дальнейшее использование электросети в Норвегии поощряется государственными органами и будет оцениваться для каждого отдельного случая

[99] Вторичные реакции NOx и SOx также могут производить ТЧ

[100] Источник: Черный углерод с кораблей: анализ влияний скорости корабля, качества топлива и промывки отработанного газа Д.А. Лэк и Д.Д.Корбетт.

[101] Тем не менее, выбросы черного углерода недостаточно хорошо скоррелированы с содержанием серы в топливе.

последующая очистка выхлопного потока, которая вымывает загрязнители из газов. Хотя данные в настоящее время очень ограничены, системы вытяжных газоочистителей могут удалять 25–70 % черного углерода (26). Поставщики технологий разрабатывают различные виды газоочистителей: эффективность газоочистителей морской воды может быть ограничена, если щелочность морской воды слишком низкая, например, в северной части Балтийского моря и на Аляске.[102] Пресноводный газоочиститель является хорошей альтернативой, чтобы избежать этой проблемы. В таких газоочистителях решение с каустической содой используется для нейтрализации серы. Гибридные системы могут использовать как пресную воду, так и морскую. Альтернативно, сухой газоочиститель, используя гранулированный известняк, также может применяться в этих условиях. Все газоочистители могут использоваться с остаточными топливами, которые необходимо утилизировать в глобальном масштабе.

Существуют и другие технологии для сокращения частиц и потенциальных выбросов черного углерода с кораблей[103]:

- Водотопливные эмульсии повышают эффективность сжигания и уменьшают выбросы сажи до 90% , в частности, для двигателей старого типа. (27) (28)
- Другой альтернативой является использование СПГ в качестве судового топлива, что практически устраняет твердые выбросы. (29)
- Системы дизельного сажевого фильтра (ДСФ) могут сокращать выбросы черного углерода от 70 до 99%. Тем не менее, опыт его использования на судовых двигателях ограничен, по причине ряда практических сложностей. (27)
- Во время стоянки в порту корабли и суда используют свои вспомогательные двигатели для производства энергии. Если поблизости от причала доступна высоковольтная линия электропередач, то поставка электроэнергии непосредственно на судно может сократить выбросы ТЧ от 90% до 99%. (30)
- Золотниковые клапаны заменяют традиционные топливные клапаны, сокращая количество несгоревших углеводородов и, таким образом, уменьшая выбросы ТЧ на 25%[104](31), в частности, для крупных более старых двухтактных двигателей. (27)

Также важно подчеркнуть, что более медленная скорость работы для кораблей и судов, которая часто представляется как стратегия для сокращения затрат на топливо (и выбросы CO_2), может действительно сократить выбросы черного углерода до 100%, если двигатели не были соответственно модернизированы. (26) В таблице ниже представлен обзор развитости, преимуществ и недостатков каждой технологии.

ТАБЛИЦА 10: ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ СНИЖЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ДЛЯ КОРАБЛЕЙ/СУДОВ[105]

	РАЗВИТОСТЬ:	ПРОЧИЕ ПРЕИМУЩЕСТВА:	НЕДОСТАТКИ:
Золотниковый клапан (31)(32)(33)	Высокая	Сокращение выбросов NOx (-20%) Меньше отложений в двигателе - Просто перенастроить	
Дистиллятное топливо	Высокая	Значительное сокращение выбросов SOx	Премиальная наценка, которая может увеличиться в будущем

[102] Примечание: Химия воды в береговых зонах, портах и реках также может быть переменчивой.

[103] Выбросы черного углерода от морских перевозок в настоящее время обсуждаются в ММО. В этом отчете были упомянуты только несколько вариантов сокращения, так как корабли и суда представляют лишь малую часть арктических выбросов черного углерода в нефтегазовом секторе.

[104] До 50%; только для крупных двухтактных двигателей.

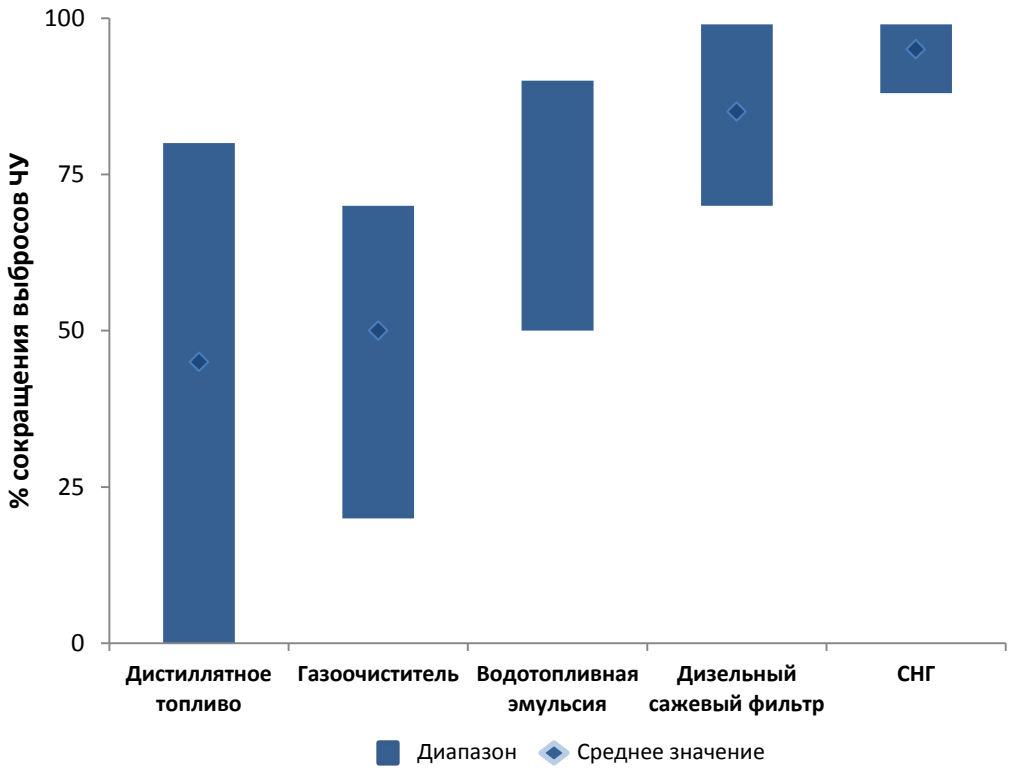
[105] «Улучшение процесса сжигания» также обсуждалось как потенциальная сокращающая мера, особенно для старых двигателей. Тем не менее, ее потенциал кажется неопределенным.

Газоочиститель (31) (32)	От средней до высокой	Сокращение выбросов SOx (-90%)	Повышенный расход топлива (2.5%)
Вода в топливной эмульсии (28)	средняя	Сокращение выбросов NOx (10 - 50%)	Вода, используемая для эмульгирования, должна быть дистиллированной; повышенный расход топлива
ДСФ + Дистиллятное топливо(31)	низкая	Значительное сокращение SOx	Повышенный расход топлива (от 1 до 6%); потенциальные эксплуатационные проблемы
СПГ	средняя	Сокращение выбросов NOx , практически сокращает выбросы SOx и GHG (CO_2 и метан вместе) до 25%	Для модернизации требуются значительные изменения; Требуется большая емкость топливного хранилища. Доступность топлива в портах, высокие затраты на техническое обслуживание

СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ И ЗАТРАТЫ

Все эти технологии могут быть установлены на существующие суда, но затраты могут быть выше, чем для нового судна. На рисунке 2 представлено влияние различных технологий на выбросы черного углерода:

РИСУНОК 3: СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ ЧЕРНОГО УГЛЕРОДА ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ СНИЖЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЙ[106]



В заключение, в следующей таблице приводятся затраты на эти технологии. Важно подчеркнуть, что предположения по затратам меняются в зависимости от различных источников информации, и что экономическая привлекательность очень чувствительна к предположительным оценкам будущей цены на топливо и коэффициентам выбросов черного углерода, причем и то, и другое достаточно неопределенно.

[106] Различные источники информации, включая (42)

ТАБЛИЦА 11: РАСХОДЫ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗЛИЧНЫМИ ВАРИАНТАМИ СНИЖЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ - СУДНО[107]

	КЗ	ЭЗ
Золотниковый клапан (31) (32)(33)	USD 10 000	
Дистиллятное топливо (34)	Небольшие предварительные инвестиции (Около USD 40 000)	Приростные затраты на топливо
Газоочиститель (34)	USD 5.8 M	Приростное потребление топлива
СПГ(34)	USD 7.5 M	Изменение в виде топлива и потребление

ДЕЙСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ В РАЗЛИЧНЫХ РЕГИОНАХ

В целом представляется, что действующие методы обусловлены существующими регламентами для SOx. Скрубберы были предложены и использованы в ряде случаев на Аляске и в Норвегии. СПГ обычно используется как топливо на танкерах-перевозчиках СПГ, но, как кажется, исключительно редко находят иное применение.[108]

5.3 ПРОЧИЕ ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ЧЕРНОГО УГЛЕРОДА

Газовые турбины: Первичными загрязнителями из газовых турбин являются NO_X, CO, и, в меньшей степени, ЛОС. Газовые турбины также являются потенциальным источником выбросов ТЧ, когда жидкое топливо или более насыщенный и неочищенный ПГ (35) используются в качестве первичного топлива. Были обнаружены очень ограниченные исследования, подтверждающие уровни выбросов ЧУ от оборудования, работающего на природном газе в добывающей нефтегазовой отрасли (т.е., генераторные установки, котлы, печи и прочие сжигающие устройства), в то время как многие нефтяные компании утилизируют относительно жирный попутный газ. Нагнетание воды или пара может минимизировать количество выбросов NO_x, в то же время повышая уровень твердых частиц (36).

Дорожный транспорт: Сектор наземного транспорта в добывающей нефтегазовой отрасли (например, добыча с использованием большегрузных автомобилей для перемещения извлеченного битума, либо автоцистерны для СПГ/СНГ) может представлять собой дополнительный источник черного углерода. Выбросы черного углерода зависят от вида двигателя, топлива и условий эксплуатации, например, коэффициент выбросов 0,40 г. черного углерода/кг был рассчитан для карьерного самосвала (37)[109] и 1,7 г. черного углерода/кг для топливных автоцистерн (38). ДСФ[110] является проверенной технологией, которая может сократить выбросы черного углерода от 60 до 95 % (39) для большого диапазона видов двигателей. Тем не менее, ДСФ должен использоваться с низкосернистым дизельным топливом, и повышенный расход топлива, связанный с модернизацией, будет находиться в диапазоне от нуля до нескольких процентов (40).

Небольшие самолеты с поршневыми двигателями: Выбросы сажи из самолета зависят от вида топлива и особенностей самолета и могут различаться на два порядка величины. Выбросы ТЧ

[107] Все цифры даны для судна с мощностью главного двигателя - 8000 кВ. Примечание: оценки затрат на снижение загрязнения основаны на (31), (34) и (42)

[108] Новые двигатели, произведенные одним из ведущих производителей двигателей, поступают оборудованными золотниковыми клапанами.

[109] Примечание: Организация Environment Canada в настоящее время проводит исследование для оценки выбросов, связанных с разработкой нефтяных песков открытым способом.
(http://smartmines.com/minutes/may2012/Mike_Lipsett_Emissions_Measurement_System.pdf)

[110] Фильтр Flow Thru Filter (FTF) является альтернативной технологией и может сократить около 50% выбросов черного углерода.

могут быть сокращены путем оптимизации операций пилотирования, сменой топлива или установкой ДСФ с катализатором(41).

6. СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ ЧЕРНОГО УГЛЕРОДА И CH_4: ПРЕГРАДЫ И ЗАТРАТЫ НА СНИЖЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

В этой главе основное внимание уделяется анализу затрат на снижение загрязнения, а также, более обобщенно, существующим препятствиям для технологий/реализации методов.

6.1 ЗАТРАТЫ НА СНИЖЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ

6.1.1 Факторы, влияющие на затраты, направленные на снижение загрязнения окружающей среды в Арктическом регионе

Согласно предыдущим разделам, все рассмотренные технологии могут применяться в арктических условиях, хотя работа некоторых из них может быть нарушена очень холодной погодой. В некоторых случаях затраты на снижение загрязнения в арктических условиях могут быть выше, чем существующие опубликованные, в связи с разницей в затратах на реализацию, а также в ожидаемой прибыли.

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЗАТРАТЫ

На основе интервью был определен ряд факторов, влияющих на затраты для реализации технологий:

- **Затраты на установку**: Затраты на установку могут значительно отличаться в зависимости от месторасположения площадки и могут составлять большую долю инвестиционных затрат.
- **Затраты на транспортировку и фрахтовка:** В связи с отдаленностью некоторых площадок транспортировка оборудования может быть сложной, дорогостоящей и возможной только в течение некоторых периодов года.
- **Трудозатраты:** Трудозатраты в арктических условиях обычно на 20 - 40% выше среднего.
- **Затраты на проектирование и инжиниринг:** Могут потребоваться дополнительное проектирование и инжиниринг при модернизации специального оборудования.
- **Морские по сравнению с наземными:** Для ряда технологий морские затраты значительно выше, чем наземные. Учитывая, что большинство перспективных месторождений в Арктике находится на шельфе[111], это может повлиять на общие затраты на снижение загрязнения в арктических условиях.

Тем не менее, в большинстве случаев, по представленным данным, затраты на материал/оборудование очень похожи на затраты в регионах, не относящихся к Арктике.

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПРИБЫЛЬ

Ряд технологий по сокращению выбросов метана является прибыльным, если извлеченный газ может быть использован или продан. В отдаленных местах газ может не иметь местной ценности (когда избыточный газ сжигается на факелах) или имеет предельно низкую стоимость (когда

[111] Геологическая служба США (USGS)

рынки действительно отдаленные). Этот параметр оказывает важное влияние на затраты на снижение загрязнения для технологий, сокращающих выбросы метана.

6.1.2 Методология расчета затрат, направленных на снижение загрязнения окружающей среды

Затраты на снижение загрязнения получают из приростной чистой дисконтированной стоимости (ЧДС) внедрения технологии снижения загрязнения и представляет денежное значение, которое должно применяться к загрязнителю (черный углерод или метан) для достижения ЧДС=0[112].

Экономически привлекательные меры будут иметь отрицательные затраты на снижение загрязнения. Это означает, что существует чистая финансовая прибыль для разработчика проекта при их применении по предполагаемой дисконтной ставке. Меры или технологии с положительными затратами на снижение загрязнения не являются экономически привлекательными, если не существует положительного денежного значения, связанного с сокращениями выбросов, которые могут быть достигнуты, когда освоение возможности потребует приростных издержек по сравнению с обычным сценарием.

Затраты на снижение загрязнения для метана/черного углерода в добывающем секторе основываются на ряде допущений, которые относятся к определенной стране, региону и площадке. Чтобы отразить эти изменения, вместо расчета одной отдельной затраты на снижение загрязнения на технологию, использовался ряд различных технологий для оценки реалистичного диапазона затрат на снижение загрязнения для каждой технологии. В следующей таблице перечислены основные проанализированные чувствительные факторы.

ТАБЛИЦА 12: ОБЗОР РАЗЛИЧНЫХ ПРОАНАЛИЗИРОВАННЫХ СЛУЧАЕВ ЗАТРАТ НА СНИЖЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ[113]

	Низкие	Средние	Высокие
Местная чистая стоимость газа: Местная стоимость газа зависит от ряда факторов, включая региональную цену на газ, расстояние до рынка и затраты на альтернативные источники энергии. Для отдаленных площадок местная ценность газа может быть действительно низкой, кроме случаев, когда газ использовался как альтернативное топливо для производства электроэнергии или тепла. Для отражения этой неопределенности были оценены различные случаи.	0 USD/ млн.станд. куб.футов	2.5 USD/млн.станд. куб.футов (88 USD/000 куб.м)	5 USD/ млн.станд. куб.футов (176 USD/000 куб.м)
Модернизация или новая установка: В ряде случаев затраты, связанные с модернизацией, выше, чем затраты на новое оборудование (например,	Новое		Модернизация

[112] Для настоящего исследования в затратах на снижение загрязнения были сделаны следующие предположения:

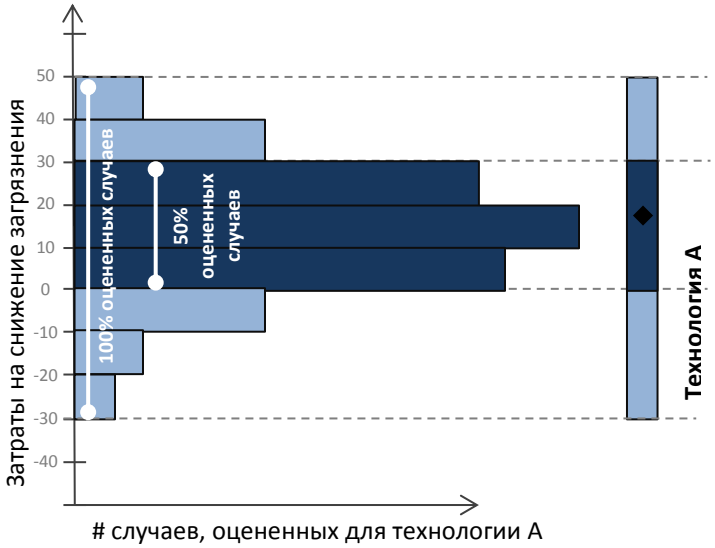
- Регулирующий режим: некоторые из изученных стран уже имеют регламенты по выбросам (в виде налога на CO2 , системы торговли CO2, или стандарты технологии). Так как исследование включает несколько стран (с очень разными регламентами), затраты на снижение загрязнения рассчитываются при отсутствии каких-либо регламентов сокращения выбросов. Когда эти регламенты уже имеются, затраты на снижение загрязнения на деле будут ниже (вплоть до отрицательных), чем представленные. Настоящая презентация позволяет сделать сравнение различных технологий с одинаковой базовой линией.
- Налоговый режим: различные налоговые режимы различных стран не рассматривались при оценке затрат на снижение загрязнения.
- Время простоя (т.е., потеря производства) не учитывалось в анализе затрат. Всегда считалось, что модернизация проводится во время запланированного технического обслуживания.
- Была предположена процентная ставка в 10%.
- Затраты на снижение загрязнения рассчитываются из перспективы частного инвестора
- Полный технический срок службы технологии снижения загрязнения учитывается в анализе затрат.

[113] Информация о допущениях доступна в приложении

ДСФ). При необходимости оценивались оба случая.			
Наземная или морская установка: Для некоторых технологий затраты на внедрение на суше выше, чем на море (например, УУП).	На берегу		В море[114]
Доля метана в извлеченном газе: Содержание метана в газе значительно отличается в зависимости от состава пластового газа[115].	55%	70%	80%
Размер установки: Затраты и сокращения выбросов будут значительно отличаться в зависимости от размеров площадки или оборудования. При необходимости оценивались различные случаи (например, оценивался размер двух различных стационарных двигателей).	НД		
Другие специфические ключевые параметры технологии: В заключение, некоторые параметры, характерные для технологии, отличаются между площадками (например, скорость протечки пневматических устройств, скорости сброса пара), и, таким образом, были выполнены некоторые чувствительные факторы, характерные для технологии.	НД		

Предположения по капитальным затратам, затратам на внедрение и ЭЗ основаны на результатах опроса и анализе литературы. В целом, были оценены затраты на снижение загрязнения для более, чем 850 случаев[116] для 21 технологии или методов, рассмотренных в анализе затрат. Как результат, затраты на снижение загрязнения представлены в виде диапазонов: ниже приведен схематический пример, поясняющий то, как могут быть прочитаны Рисунок 4 и Рисунок 5.

РИСУНОК 4: ПРЕЗЕНТАЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАТРАТ НА СНИЖЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ - ТОЛЬКО ИЛЛЮСТРАЦИЯ



Так как это исследование сконцентрировано на сокращениях выбросов метана и черного углерода, были оценены затраты на снижение загрязнения на тонну черного углерода и на тонну метана, исключая долю участия каких-либо других загрязнителей. Однако, некоторые из технических вариантов имеют другие экологические преимущества (CO_2, NOx, SOx, органический

[114] Примечание: В связи с недостаточными данными было невозможно собрать информацию для затрат в условиях шельфа для всех технологий/методов.
[115] Учтите, что обогащенный газ (с низким содержанием метана) может иметь значительно более высокое значение.
[116] Примечание: Не все комбинации всех параметров были выполнены. Важно подчеркнуть, что все представленные случаи возможны, но их вероятность в арктическом регионе не оценивалась, и 850 не равновероятны.

углерод, ЛОС…), и таким образом, их относительная привлекательность должна быть взвешена относительно их полного экологического влияния в арктическом контексте.

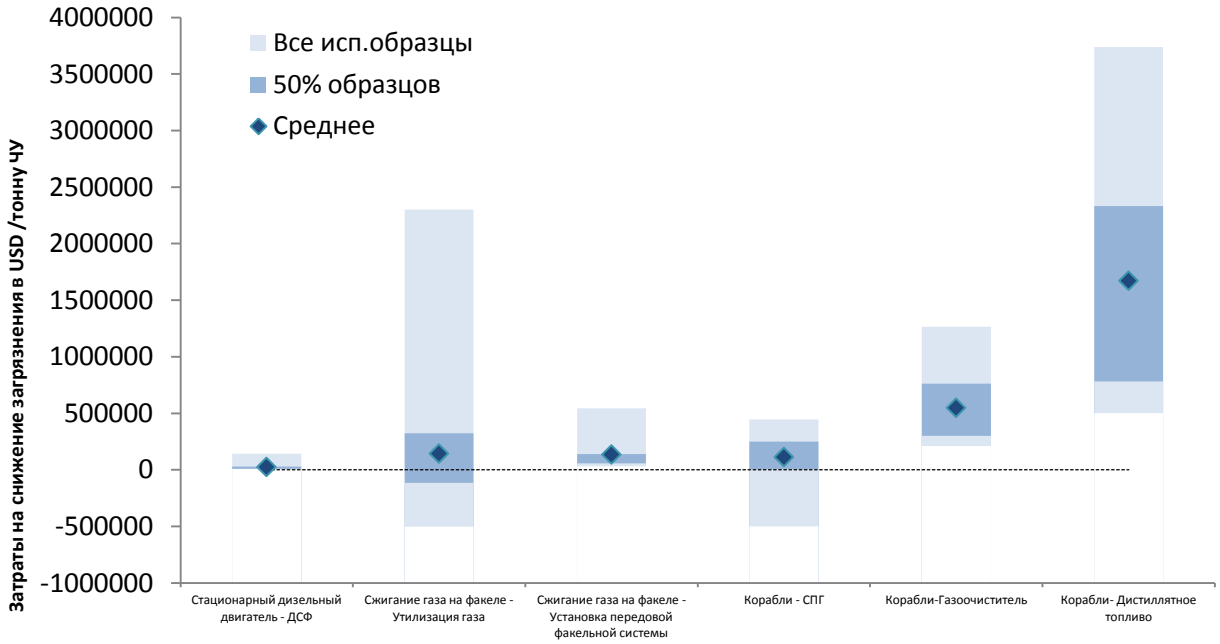
6.1.3 Затраты на снижение загрязнения окружающей среды

В двух следующих параграфах представлены затраты на снижение загрязнения для сокращения выбросов черного углерода и метана. Важно подчеркнуть, что влияние на климат сокращения одной тонны черного углерода или одной тонны метана действительно отличается. Иллюстративные затраты на тонну $CO_{2экв}$ также представлены подобным образом.

МЕРЫ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ЧЕРНОГО УГЛЕРОДА

На рисунке 4 представлено распределение затрат на снижение загрязнения для ряда мер сокращения выбросов черного углерода.

РИСУНОК 5: ОБЗОР ЗАТРАТ НА СНИЖЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ДЛЯ МЕР СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ЧЕРНОГО УГЛЕРОДА[117]



На основе представленных затрат на снижение загрязнения можно сделать ряд выводов:

- Неудивительно, что затраты на снижение загрязнения, в основном, являются положительными, за исключением утилизации газа и переход на СПГ, так как не существует/существует ограниченное преимущество, связанное с этими мерами.
- Все прочие варианты снижения загрязнения от выбросов составляют более 25 000 USD/т черного углерода.
- Установка ДСФ на дизельных двигателях представляет вариант относительно низких затрат на снижение загрязнения. Потенциал этого варианта снижения загрязнения, тем не менее, ограничен участками использования дизеля (в основном, отдаленными).
- В некоторых случаях утилизация попутного газа может представлять собой прибыльную меру сокращения выбросов черного углерода. Однако, во многих оцененных случаях

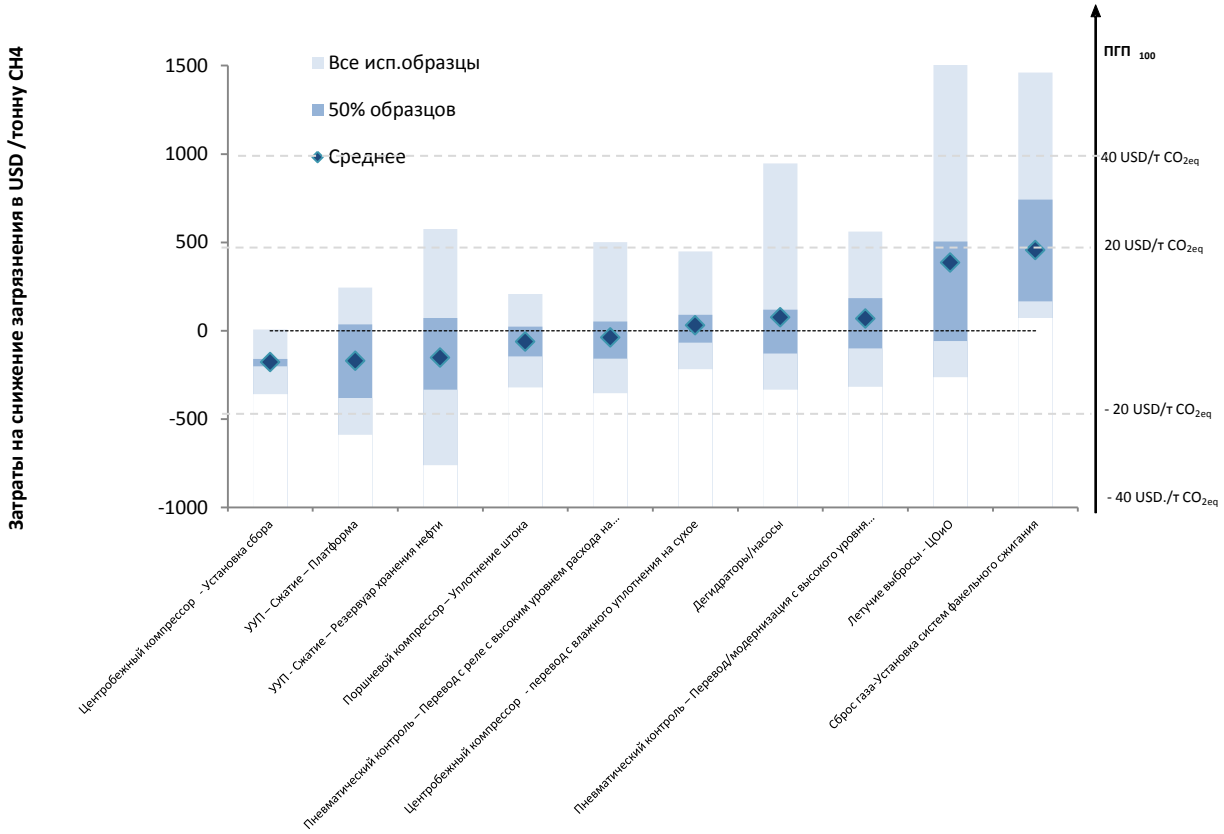
[117]Базовая линия за пределами УКВ (сегодняшняя ситуация в Арктике). Сокращения выбросов черного углерода также имеют важное влияние, которое не было факторизовано в затратах на снижение загрязнения.

затраты на снижение загрязнения установки усовершенствованной системы факельного сжигания ниже [118].

МЕРЫ ПО СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ МЕТАНА

На следующем графике представлены затраты на снижение загрязнения для мер сокращения выбросов метана. Несколько технологий с предельными затратами на снижение загрязнения были исключены из графика в целях содействия визуальному сравнению[119].

РИСУНОК 6: ОБЗОР ЗАТРАТ НА СНИЖЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЕ ДЛЯ МЕР СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ МЕТАНА



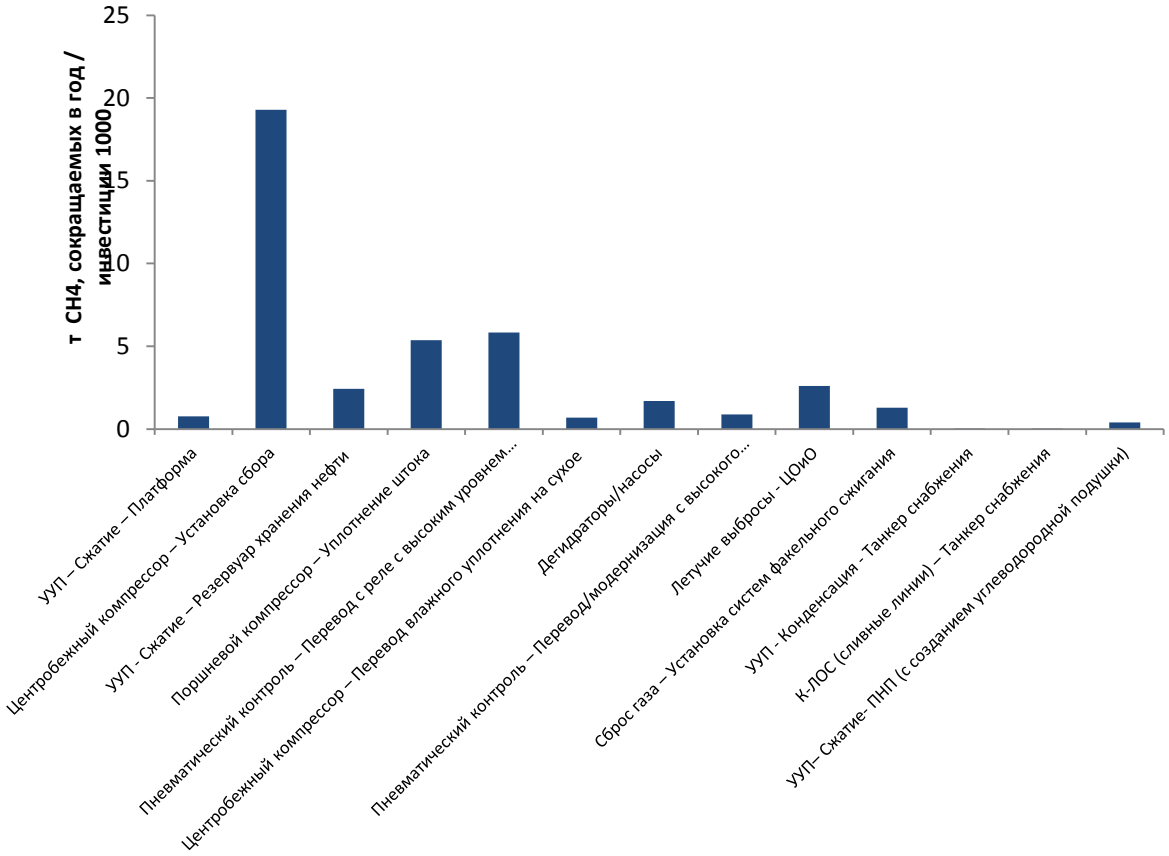
Сравниваемые технологии/методы, тем не менее, имеют очень разный масштаб, учитывая инвестиции, варьирующиеся от USD 500 до проектов стоимостью в несколько миллионов USD. На графике, представленном ниже, сравниваются все рассмотренные технологии, ежегодное сокращение выбросов на тысячу USD предварительных инвестиций. Он показывает, что для некоторых технологий требуются значительные инвестиции (например, технологии сокращения выбросов из резервуаров или при погрузочных работах); в то время как для ряда

[118] Утилизация попутного газа представлена здесь только как мера сокращения выбросов черного углерода (в связи с направленностью исследования), с пониманием того, что выбросы CO_2 также сокращаются.

[119] Из графика были исключены три технологии: «К-ЛОС (сливная линия) – танкер снабжения», «УУП - Сжатие - FPSO (с созданием подушки УВ)» и «УУП - Конденсация – Танкер снабжения». В этих трех случаях затраты на снижение загрязнения значительно отличаются в зависимости от проанализированных случаев (например, на коэффициент 200). Эти технологии первоначально внедряются для сокращения нмЛОС и, и сокращение выбросов метана очень мало по сравнению с масштабом инвестиций и является лишь положительным побочным эффектом. Кроме того, предельные случаи для ЦОиО были исключены из графика для визуального сравнения. Затраты на снижение загрязнения для ЦОиО могут составлять порядка 6000 /т CH4 для более маленьких/отдаленных участков.

технологий/методов (например, ЦОиО, преобразование уплотнения штока) требуются незначительные инвестиции по сравнению с количеством сэкономленных выбросов.

РИСУНОК 2: ПОТЕНЦИАЛ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПО СРАВНЕНИЮ С ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫМИ ИНВЕСТИЦИЯМИ[120]



На основе проведенного анализа можно выделить несколько ключевых моментов:

- Затраты на снижение загрязнения для сокращения выбросов метана могут существенно отличаться в зависимости от местных условий.
- Большое количество оцененных случаев представляют собой отрицательные затраты на снижение загрязнения, т.е. сокращение выбросов метана может быть сделано с экономической выгодой.
- Некоторые из технологий, обычно связанные с чистой финансовой выгодой, могут быть менее привлекательными в некоторых ситуациях, в частности, в связи с низкой местной стоимостью газа. Так как потенциал потепления метана не зависит от расположения выбросов, внедрение этих технологий в «арктических условиях» может быть не самым экономически привлекательным в мировом масштабе.
- Не все из «дешевых» мер снижения загрязнения широко используются в настоящее время.
- Для ряда рассмотренных технологий снижения загрязнения модернизация является более дорогой, чем новые системы, и часто связана с большим числом практических вопросов. По мере начала новых разработок в некоторых частях Арктического региона могут возникнуть новые возможности для раннего внедрения решений по сокращению выбросов.

[120] Технологии представлены в том же порядке, что и на рисунке выше.

6.2 ПРОЧИЕ ПРЕГРАДЫ, СВЯЗАННЫЕ С ВЫЯВЛЕНИЕМ ИЛИ РЕАЛИЗАЦИЕЙ ПРОЕКТОВ

Проведенные опросы пролили свет на ряд препятствий к выявлению или реализации методов или технологий сокращения выбросов в арктическом регионе. В этом разделе кратко описаны данные препятствия:

ПРОБЕЛЫ В ДАННЫХ О ВЫБРОСАХ ИЛИ НЕДОСТАТОЧНАЯ ОТКРЫТОСТЬ В ОТНОШЕНИИ ДАННЫХ: Как уже упоминалось, для некоторых особых технологий, в настоящее время существует пробел в данных о выбросах или коэффициентах выбросов, в частности, касательно выбросов черного углерода. Кроме того, на основе доступных данных респонденты подчеркнули отсутствие открытости данных и прозрачности в некоторых регионах Арктики. Доступность и открытость данных о выбросах важны для определения возможностей сокращения выбросов.

НЕДОСТАТОЧНОЕ ОСОЗНАНИЕ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ: Большое число респондентов было знакомо с возможностями сокращения выбросов метана и их потенциальными экономическими преимуществами. Тем не менее, несколько респондентов подчеркнули, что некоторые нефтегазовые компании все еще не в полном объеме оценивают потери в связи с потерей газа на их объектах.

МОНИТОРИНГ: Существует большое различие в методах мониторинга между разными регионами и разными нефтегазовыми компаниями. В частности, существуют различия в отношении стандартов мониторинга, границ (какие выбросы включены), применяемых методов, технологий измерения[121], прослеживаемости и используемых коэффициентов выбросов.

ДОСТУП К ПЛОЩАДКЕ: Отдаленные участки представляют собой дополнительные сложности, так как они могут быть безлюдными и легкодоступными только в зимних условиях. Мониторинг выбросов на этих площадках может быть довольно сложным и, таким образом, ограниченным, а техническое обслуживание/ремонт могут быть редкими. Кроме того, реализация многих описанных мер снижения загрязнения может быть трудной или дорогостоящей.

КОРОТКИЙ СЕЗОН: Так как площадки могут быть доступны только зимой (на берегу), а некоторые операции могут быть возможны только летом (в море), период времени для реализации технологии может оказаться коротким.

ДОГОВОРНЫЕ УСЛОВИЯ: Договорные условия часто могут оказывать влияние на экономическую модель некоторых рассмотренных технологий (судно, FPSO, компрессор). В зависимости от договоров между владельцами оборудования, операторами оборудования и владельцами ресурсов, компания, инвестирующая в технологии выбросов, может не получить преимуществ в результате сокращения выбросов.[122]

ВРЕМЯ ПРОСТОЯ: Время простоя или техническое обслуживание оборудования часто упоминается как существенное препятствие для реализации проектов.

СКОРОСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ: Некоторые из рассмотренных передовых методов находят применение в некоторых регионах, что происходит либо благодаря их собственной экономике, либо диктуется нормативно-правовыми требованиями. Однако, респонденты подчеркнули, что скорость внедрения новых технологий представляется ограниченной графиком технического обслуживания/замены (например, компрессор может эксплуатироваться годами без какого-либо прекращения работы).

[121] В частности, для объема факельного газа.

[122] Примечание: этот вопрос не был отражен в представленных затратах на снижение загрязнения.

ОГРАНИЧЕНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: Респонденты подчеркнули, что разработка новых месторождений часто связана с ограниченным бюджетом и временем (в частности, в местах, сопряженных с дороговизной разработки, например, глубоководные зоны, Арктика). В этом контексте нефтегазовые производители часто не способны оптимизировать относительно небольшой объем инвестиций (например, для максимального увеличения экспорта на рынок природного газа).

НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ ПОЛИТИКИ: В целом, респонденты отмечали роль нормативно-правовых требований в уменьшении выбросов. Кроме того, некоторые из них подчеркнули, что компании имеют тенденцию к снижению своей активности в случае неопределенности и непредсказуемости политики.

ОСОБЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ГАЗА: Респонденты также обратили внимание на текущие сложности, которые препятствуют повышению доли утилизируемого газа, в частности, в России. Эти препятствия документировались в течение последних нескольких лет и включают географические, нормативные и структурные препятствия.

7. ИТОГИ И ВЫВОДЫ

ЛУЧШИЕ МЕТОДЫ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ

Настоящее исследование подтвердило, что существует ряд развитых технологий для сокращения выбросов черного углерода (ЧУ) и метана в нефтегазовой добывающей отрасли. В большинстве случаев эти технологии подходят для арктических условий и, при надлежащем проектировании и техническом обслуживании, могут привести к значительному сокращению выбросов. Представленные варианты снижения загрязнения также оказывают положительное или отрицательное влияние на другие загрязнители и, таким образом, экологическое влияние топлива всегда должно учитываться при их рассмотрении.

ЗАТРАТЫ НА СНИЖЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ В АРКТИКЕ

Экономическая модель для применения различных технологий снижения загрязнения является специфичный для каждого объекта, и затраты на снижение загрязнения существенно варьируются. Кроме того, ряд других препятствий создает помехи для реализации этих технологий, например, время простоя при ремонте, существующие контрактные ситуации и отдаленность/доступность площадки.

- ***СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ МЕТАНА***

Большое число оцениваемых случаев представляет собой отрицательные затраты на снижение загрязнения, то есть сокращение выбросов метана может быть сделано с экономической выгодой. Однако, существует ряд ситуаций, при которых снижение загрязнения от метана в Арктике требует дополнительных издержек по сравнению с обычным сценарием работы, что связано со специфическими факторами каждой отдельной площадки, такими как: низкая стоимость газа и высокая стоимость транспортировки, трудовые и прочие «логистические» затраты. Тем не менее, затраты на снижение загрязнения для подавляющего большинства рассмотренных случаев составляют менее 30 USD/т $CO_{2экв}$.

- ***СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ ЧЕРНОГО УГЛЕРОДА***

Несмотря на относительную важность влияния черного углерода на климат в Арктике, информация о выбросах черного углерода является недостаточной или неопределенной, и респонденты были намного меньше осведомлены о вариантах снижения загрязнения от черного углерода, чем метана. Кроме того, затраты на снижение загрязнения от черного углерода, в большинстве случаев являются существенными.

Сжигание газа в факелах, вероятнее всего, является одним из крупнейших источников выбросов черного углерода в арктической нефтегазовой добывающей отрасли. Утилизация газа, конечно же, является естественным вариантом для сокращения выбросов черного углерода. Но в некоторых случаях инфраструктура утилизации газа может быть дорогостоящей или требовать много времени для ввода в эксплуатацию. Несмотря на то, что знания о выбросах черного углерода очень ограничены, представляется, что существуют возможности для существенного сокращения выбросов сажи путем улучшения систем факельного сжигания.

ДЕЙСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ

В целом, имеются большие различия по уровням освоения наилучшей практики работ или технологий между различными арктическими регионами, а также между разными площадками. А именно:

- **Факельное сжигание газа (метан и черный углерод):** Большинство крупных международных нефтегазовых компаний разработали и внедряют программы сокращения факельного сжигания. В России большие объемы газа все еще сжигаются.

- **Сокращения выбросов метана:** Некоторые из рассмотренных лучших методов широко распространились в Норвегии, Северной Америке и, в некоторых случаях, в России. Тем не менее, сохраняются некоторые ключевые сложности для небольших или рассеянных площадок.
- Сокращения выбросов черного углерода: Дизельные двигатели, в основном, используются на отдаленных участках (или на бурильных установках), и в арктических регионах очень распространена газовая энергия. Когда используются дизельные двигатели, установка дизельного сажевого фильтра представляется исключением.

ТАБЛИЦА 13: СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ОСНОВНЫХ ВАРИАНТОВ СНИЖЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

Пояснение к таблице: В: Высокие С: Средние, Н: Низкие НП: не применяется

Источник выброса	ЧУ/ CH_4?	Технология/метод	Развитость	Морская/ Наземная деятельность?	Возможность развития разведки?	Сокращение выбросов	Дополнительные комментарии, другое влияние реализации технологии/практики
Центробежные компрессоры	CH_4	Сухое уплотнение	В	ОБЕ	ДА	94%	Долгое время простоя, требуемое для модернизации
		Система сбора паров уплотнительного масла	В	ОБЕ		95%	(1)
Поршневые компрессоры	CH_4	Экономичная замена уплотнения штока	В	ОБЕ	ДА	50%-65%	
		Сбор и использование/факельное сжигание вентилируемых газов	С			95%	
Сброс газа	CH_4	Факельное сжигание вместо сброса	В	ОБЕ	ДА	До 98%[123]	↗ CO_2 и вероятно ↗ ЧУ
		Уитилазция газа	В	ОБЕ	НЕТ	Variable	
Хранение и погрузка нефтепродуктов	CH_4	Снижение рабочего давления при разведке и добыче	В	ОБЕ	НП	До 30%	↘ ЛОС до 30% на -1 бар
		Увеличение давления в резервуаре	Н-С			10-20%	↘ ЛОС до 10-20% на >0.2 бар
		Изменение геометрии погрузочного трубопровода	С			Мало данных	↘ЛОС до 50%
		УУП: Сжатие газа	В			95%	↘ ЛОС на 95%
		УУП: Эжектор	В			>95%	↘ ЛОС С>95%
		УУП: Конденсация ЛОС и сбор газа	С- В			95%	↘ ЛОС на 95%
Гликолевая осушка и обеспечение потока	CH_4	Установка сепаратора очистки гликоля (СОГ) Оптимизация скорости рециркуляции гликоля	В	ОБЕ	НП	90%	
		Использование электрического насоса			НП	80%	
		Изменение маршрута скиммер-газа			НП	95%	
Летучие выбросы	CH_4	Целевой осмотр и обслуживание	В	ОБЕ	ДА	60%-80%	

[123] Зависит от эффективности сжигания факельной установки

		Обнаружение и устранение подводных утечек	М	МОР	НП	Не определено	
Пневматические устройства	CH_4	Замена на реле с ограниченным расходом	В	ОБЕ	НП	90%	
		Модернизация для ограничения расхода	В		НП	90%	
		Замена на пневматический инструмент	В		НП	100%	
Сжигание на факеле - Сокращение факельных выбросов	**ОБЕ**	Установка передовых факельных систем	С- В	ОБЕ	ДА	Не определено	↗ CO_2 и возможно ↗ NOx
	ЧУ	Правильный размер и использование факельного сепаратора	В				
Сжигание на факеле – Увеличение утилизации газа	**ЧУ**	Максимизация локального/площадочного использования	В	ОБЕ	НЕТ?	Почти 100%	↘ выбросов CO2 и возможно NOx/SOx)
		Закачка газа	В		НЕТ		
		Экспорт товарной продукции	С-Н		НЕТ		
		«Почти нулевое» сжигание на факеле	Н		НЕТ		
Корабли/суда	**ЧУ**	Газоочиститель	С-Н	ОБЕ	ДА	20-70%	↘ выбросов SOx ; ↗Топлива
		Использование дистиллятного топлива	Н		ДА	0-80%	↘ выбросов SOx . Высококачественное топливо
		Использование СПГ	С		ДА	88-99%	↘NOx, SOx и парниковые газы
		Водотопливная эмульсия	С		ДА	50-90%	↘ выбросов NOx ; ↗CO2
		Золотниковые клапаны	Н		ДА	10-50%	↘ выбросов NOx: быстрая модернизация
		Дизельный сажевый фильтр	Н		ДА	70-99%	↘ выбросов SOx; ↗CO2;
Дизельные двигатели и котлы	**ЧУ**	Перевод на газ	Н	ОБЕ	Меняется	Большинство	↘ CO_2
		Поставка энергии из энергосистемы	Н	ОБЕ		Меняется	Зависит от местного источника энергии
		Реализация передовых методов сжигания	С	ОБЕ	ДА	Неопределено	↘ выбросов CO и выбросов УВ
		Установка дизельного сажевого фильтра	Н	ОБЕ		60-99%	
Дизельный наземный транспорт	**ЧУ**	Дизельный сажевый фильтр	Н	НАЗЕМ	ДА	60%-99%	(↗CO_2)

8. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Смит Рейд. Перенаправление выбросов дегазирования уплотнительного масла центробежного компрессора в топливный газ в качестве альтернативы установке сухих уплотнений.n2011. [Опубликовано в сети] http://www.globalmethane.org/documents/events_oilgas_101411_tech_smith2.pdf.
2. Агентство по охране окружающей среды США (EPA). «Отчет о прогнозах глобальных неуглекислых выбросах: 1990-2030». 2011.
3. МакЮэн, Джеймс Д.Н. и Мэтью Р.Джонсон. Коэффициенты выбросов твердых частиц черного углерода для плавучих установок факельного сжигания попутного газа. 2011.
4. Фортнер И.К.; У. А. Брукс; Т. Б. Онаш; М. Р. Канагратна; П. Массоли и Д.Т. Джэйн. «Твердые выбросы, измеренные во время всеобъемлющего исследования TCEQ по выбросам твердых частиц факельного сжигания». 2012.
5. Международное энергетическое агентство (IEA). Перспективы мировой экономики. 2010.
6. Компания John Zinc и Д. Петерсон, Н.Таттл, Г.Купер и К. Бокал. Минимизация факельного сжигания на объектах. 2007. [Опубликовано в сети] http:// www.johnzink.com/wp-content/uploads/flare_hydro_proc_june_20071.pdf .
7. Hamworthy. [Опубликовано в сети] http://www.hamworthy.com/Products-Systems/Industrial/ Gas-Systems/zero flaring/.
8. Хоуп Тормод и Statoil. Технология нулевого непрерывного факельного сжигания. [Опубликовано в сети]
9. Шварц Роберт, Джэфф Уайт и Уэс Бассмэн. Руководство по сжиганию компании John Zink. 2001.
10. Бэйдер Адам; Чарльз И. Бокэл Мл., П.И..; и Уэс Бассмэн. Выбор соответствующей системы факельного сжигания. 2011.
11. Кодерр Мэтью Р. и Адам Р.Джонсон. Анализ факельного сжигания и вентилирования в нефтегазовой добывающей промышленности в Альберте. 2011.
12. Уолесс К. и К. Ван Сан. Извлечение/регенерация гликолей, использованных для ингибирования гидратообразования. Wallace, Son & s.l.: Технология работ в глубоководных участках. 2000.
13. Агентство по охране окружающей среды США (EPA). Программа Natural Gas Star. [Опубликовано в сети] http://www.epa.gov/gasstar/tools/recommended.html.
14. [Опубликовано в сети] http://www.wellmarkco.com/Portals/0/Product%20Catalog/Section%203.9%20 Mizer.pdf. 2011.
15. Ишкова А.; Г. Акоповаб; М. Эванс; Г. Юлкинб; В. Рошханкак; С. Уольтзерд; К. Романова; Д. Пикарде; О.Степаненков и Д. Неретинф. Понимание источников выбросов метана и приемлемые меры по снижению уровня загрязнения в системах снабжения природным газом: Опыт России и США. 2011.
16. DNV. Выбор и применение систем обнаружения подводных утечек. 2010.
17. Агентство по охране окружающей среды США. Обнаружение и устранение утечек, руководство по передовым методам.
18. Чакраборти А. Б. Опыт ONG в обнаружении утечек метана и исследования измерений [Опубликовано в сети] http:// www.globalmethane.org/documents/events_oilgas_101411_tech_chakraborty2.pdf. 2011.
19. Канадская ассоциация производителей нефти. Управление летучими выбросами в нефтегазовых добывающих сооружениях. 2007.
20. Стэнли Джон С. Dresser Rand. [Опубликовано в сети] http://www.dresser-rand.com/techpapers/tp134.pdf.

21. Ро Джим. Исследование стоимости потерянного природного газа.[[Опубликовано в сети] http://pipelineandgasjournal.com/exploring-cost-lostnatural-gas?page=2. 2010.
22. Shell Gulf of Mexico, Inc. Заявление обоснования – Разрешение № R10OCS/PSD-AK-09-01: Буровое судно Frontier Discoverer– Программа разведочного бурения в Чукотском море. 2010.
23. Дизельная сеть. [Опубликовано в сети] http://www.dieselnet.com/standards/.
24. Мопин М.Л.; Г.Д.Стюарт; Т.Р. Зеленюк и А.Галлант. Проектирование и разработка топливоэкономичного дизельного сажевого фильтра (ДСФ). 2010.
25. Управление охраны окружающей среды штата Мэриленд. Факты о... ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ДИЗЕЛЯ.
26. Корбет Д.Д. и Д. А. Лэк. Черный углерод с кораблей: обзор влияний скорости корабля, качества топлива и очистки отходящего газа. 2012.
27. CIMAC. Справочная информация о выбросах черного углерода с больших морских и стационарных дизельных двигателей. 2012.
28. Лиф Энн. Водотопливная эмульсия и сопутствующие системы. 2006.
29. DNV. Более экологичные перевозки в Балтийском море. 2010.
30. WPCI. [Опубликовано в сети] http://www.ops.wpci.nl/.
31. Корбет Д.Д. Оценка технологий по сокращению нестойких соединений, способствующих изменению климата, выбрасываемых кораблями с implications для перевозок в Арктическом регионе. 2010. (Оценка технологий сокращения)
32. CNSS. [Опубликовано в сети] http://cnss.no/.2011.
33. MAN B&W Diesel. Значительные сокращения выбросов и усовершенствованная эксплуатация. 2002.
34. Климт-Молленбах, Кристиан; Кристиан Шак; Томас Ифсен Джин де Кат. Технология очистки от загрязняющих веществ УКВ. 2012. ЛУЧШИЕ МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ МЕТАНА И ЧЕРНОГО УГЛЕРОДА ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ 33
35. Сжигание обогащенного природного газа — Образование сажи. [Опубликовано в сети] http://www.chec.kt.dtu.dk/upload/institutter/ kt/chec/pdf/soot_formation.pdf. 2002.
36. Агентство по охране окружающей среды США (EPA). [Опубликовано в сети] http://www.epa.gov/ttnchie1/ap42/ch03/final/c03s01.pdf .
37. Чос Джудит К; Сяолян Уонт, Стивен Д. Кол, Стивен Гронстад, Джон Г. Уотсон. Выбросы с автомобилей с дизельным двигателем для сложных условий эксплуатации в регионе нефтеносных песков оз. Атабаска. 2010.
38. Нан-Уэйс. Г.А.; М.М. Лунден; Т.Б. Кирштеттер; Р.А. Харли. Измерение коэффициентов выбросов черного углерода и числа частиц с отдельных большегрузных автомобилей. 2009.
39. Агентство по охране окружающей среды США (EPA). Вопросы и ответы по использованию дизельного сажевого фильтра в большегрузных автомобилях и автобусах. 2003.
40. Объединенная оперативная группа воздушных перевозок (CATF). Преимущества $CO2_{eq}$ в сокращении выбросов черного углерода. 2009.
41. Швейцарское федеральное управление гражданской авиации (FOCA). Выбросы самолетов с поршневыми двигателями. 2007.
42. Международная Морская Организация (IMO). Исследование соответствующих мер контроля (технологии снижения загрязнения) по сокращению выбросов черного углерода от международных перевозок. 2012.

Приложение 1: Опрошенные компании/организации

Нефтегазовые компании
BP
Chesapeake Energy
Sakhalin Energy
Statoil
SUNCOR
Регулирующие органы
Environment Canada
EPA
KLIF
НПО
Bellona
CATF
Earth Justice
NRDC
WWF

Поставщики технологий/услуг/другие	
Blair Air	Fluenta
Bluewin	Hamworthy
CanmetENERGY	Hussgroup
CAPP	IMO
Carleton University	Inspectahire
CECO	John Crane
Clearstone Engineering	John Zink
Combustion Resources	Kleven Maritime
Comm Engineering	NOAA
Consilium	REM technologies
CorkenIdex	SIMEK Offshore
Couple Systems	Target Emission Services
EagleBurgmann	Wärtsilä
FLIR	WellMarko

Приложение 2: СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ АББРЕВИАТУР

ПГ	Попутный газ
ЛДТ	Лучшая доступная технология
МЛРД КУБ.М	Миллиард кубических метров
КЗ	Капитальные затраты
КУБ.М	Кубический метр
CH_4	Метан
КПГ	Компримированный природный газ
ЦОиО	Целевой осмотр и обслуживание
ДСФ	Дизельный сажевый фильтр
УКВ	Участок контроля выбросов
АООС	Агентство по охране окружающей среды (США)
УУФГ	Установка утилизации факельного газа
FPSO	Плавучие установки для добычи, хранения и отгрузки
FSO	Плавучие установки для хранения и отгрузки
СОГ	Сепаратор очистки гликоля
СЖТ	Синтетическое жидкое топливо
ПГП	Потенциал глобального потепления
ОЗВ	Опасные загрязнители воздуха
ММО	Международная морская организация
ИК	Инфракрасный
СПГ	Сжиженный природный газ
СНГ	Сжиженный нефтяной газ
МЭГ	Моноэтилен гликоль
ТЫС.СТ.КУБ.ФУТ/СУТ	Тысяча стандартных кубических футов в сутки
NAMA	Государственные оптимальные меры по уменьшению негативных последствий
ПГ	Природный газ
НПО	Неправительственная организация
нмЛОС	Неметановые Летучие Органические Соединения
ЧПС	Чистая приведенная стоимость
НиГ	Нефть и газ
ЭЗ	Эксплуатационные затраты
ГиЛ	Глушение и ликвидация
ТЧ	Твердые частицы
СТАНД.КУБ.ФУТ/ЧАС	Стандартных кубических футов в час
НССИК	Нестойкие соединения, способствующие изменению климата
ТЭГ	Триэтилен гликоль
ЛОС	Летучее органическое соединение
УУП	Установка улавливания пара
USD	Доллары США