



УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ООО «Газпром МКС»

А.С. Афанасьев

«19» марта 2024 г.

ОТЧЕТ О МОНИТОРИНГЕ

«Предотвращение выбросов парниковых газов (метана) с использованием мобильных компрессорных станций при подготовке участков магистральных трубопроводов к проведению ремонтных работ ООО «Газпром МКС»

за период 01.01.2019 — 31.12.2019

за период 01.01.2020 — 31.12.2020

за период 01.01.2021 — 31.12.2021

за период 01.01.2022 — 31.12.2022



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, 2024 г.

СОДЕРЖАНИЕ:

1. ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ ПРОЕКТА	4
1.1. НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА.....	4
1.2. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ПРОЕКТА	4
1.3. ЦЕЛИ ПРОЕКТА.....	5
1.4. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ГРАНИЦЫ.....	5
1.5. ПРОЕКТНЫЙ СЦЕНАРИЙ	6
1.6. БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ	7
1.7. СТАТУС РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА	8
1.8. ОТКЛОНЕНИЯ ИЛИ ИЗМЕНЕНИЯ В ПРОЕКТНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ И ПЛАНЕ МОНИТОРИНГА	10
1.9. ПЕРИОД МОНИТОРИНГА.....	11
1.10. ИНФОРМАЦИЯ О ПЕРИОДИЧНОСТИ ОТЧЕТА	11
1.11. УЧАСТНИКИ ПРОЕКТА	12
2. ПЛАН МОНИТОРИНГА И МЕТОДОЛОГИЯ РАСЧЕТОВ	14
2.1. ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ ПЛАНА МОНИТОРИНГА	14
2.2. ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В СООТВЕТСТВИИ С БАЗОВЫМ СЦЕНАРИЕМ, КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ И МЕТОДИКА РАСЧЕТА ВЫБРОСОВ ПО БАЗОВОМУ СЦЕНАРИЮ	15
2.3. ДАННЫЕ О ПОТЕНЦИАЛАХ ГЛОБАЛЬНОГО ПОТЕПЛЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ МОНИТОРИНГА СОКРАЩЕНИЙ ВЫБРОСОВ, ДОСТИГАЕМЫХ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА:.....	24
2.4. ОПИСАНИЕ ФОРМУЛ И МЕТОДИК, ИСПОЛЬЗУЮЩИХСЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ПРОЕКТНЫХ ВЫБРОСОВ И РАСЧЕТ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В 2019 – 2022 ГОДАХ.....	24
2.4.1. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ПГ ПРИ СЖИГАНИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ДВС КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ	25
2.4.2. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ПГ ПРИ СЖИГАНИИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА В ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРАХ И ВОЗДУШНЫХ ОТОПИТЕЛЯХ	27
2.4.3. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ПГ ПРИ СГОРАНИИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ПРИ ПЕРЕМЕЩЕНИИ МКС	28
2.4.4. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ПГ ПРИ СТРАВЛИВАНИИ ГАЗА ИЗ ШЛЕЙФОВ И МАНИФОЛЬДОВ ПОСЛЕ ОКОНЧАНИЯ ПЕРЕКАЧКИ.....	28
2.4.5. ОЦЕНКА УТЕЧЕК И ВТОРИЧНЫХ ЭФФЕКТОВ ПРОЕКТА.....	30
2.4.6. РАСЧЕТ СУММАРНЫХ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В СООТВЕТСТВИИ С ПРОЕКТНЫМ СЦЕНАРИЕМ.....	31
2.4.7. РАСЧЕТ ПРЕДОТВРАЩЕННЫХ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ПО ПРОЕКТУ	32
3. ПОГРЕШНОСТИ И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ (ПО ПРОЕКТНОМУ СЦЕНАРИЮ)	33

4. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТОВ	34
5. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОЧИХ ИСТОЧНИКОВ, ПОГЛОТИТЕЛЕЙ И НАКОПИТЕЛЕЙ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ, СВЯЗАННЫХ С ПРОЕКТОМ ПО ПАРНИКОВЫМ ГАЗАМ	34
6. УТВЕРЖДЕНИЕ О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ (СОКРАЩЕНИИ) ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В 2019 ГОДУ	37
7. УТВЕРЖДЕНИЕ О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ (СОКРАЩЕНИИ) ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В 2020 ГОДУ	37
8. УТВЕРЖДЕНИЕ О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ (СОКРАЩЕНИИ) ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В 2021 ГОДУ	37
9. УТВЕРЖДЕНИЕ О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ (СОКРАЩЕНИИ) ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В 2022 ГОДУ	38
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСЧЕТНАЯ МОДЕЛЬ БАЗОВОГО СЦЕНАРИЯ.....	39
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ РЕЕСТРОВ ОКАЗАНИЯ УСЛУГ ПО ПЕРЕКАЧКАМ ПРИРОДНОГО ГАЗА	40
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ АКТОВ ОКАЗАНИЯ УСЛУГ ПО ПЕРЕКАЧКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПЕРЕД ПРОВЕДЕНИЕМ РЕМОНТНЫХ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ МКУ	52
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ИЗ РЕЕСТРОВ ПУТЕВЫХ ЛИСТОВ ООО «ГАЗПРОМ МКС».....	53

1. ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ ПРОЕКТА

1.1. НАИМЕНОВАНИЕ ПРОЕКТА

«Предотвращение выбросов парниковых газов (метана) с использованием мобильных компрессорных станций при подготовке участков магистральных трубопроводов к проведению ремонтных работ».

Сектор (категория) источников: Фугитивные выбросы. Вызваны стравливанием природного газа из участков трубопроводов при подготовке к проведению ремонтных работ.

Версия отчета о мониторинге: 3.0.

Дата: 19.03.2024.

1.2. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ПРОЕКТА

Основной целью перекачки газа является предотвращение стравливания в атмосферу природного газа из участков трубопроводов, на которых запланировано проведение ремонтных работ.

Проект предусматривает приобретение (лизинг) и ввод в эксплуатацию силами и средствами ООО «Газпром МКС» в 2019-2029 годах 11 мобильных компрессорных станций (далее — МКС) с целью сохранения природного газа (метана), находящегося в участках магистральных трубопроводов, на которых запланировано проведение ремонтных работ. При этом метан из ремонтируемого участка трубы закачивается в МКС и в дальнейшем перекачивается в смежный или параллельный участок газопровода. Проект реализуется в масштабах Единой системы газоснабжения ПАО «Газпром».

Стравливание природного газа из участков трубопроводов перед проведением ремонтных работ являлось традиционной технологией, используемой на протяжении многих лет. Ежегодно на линейной части магистральных трубопроводов Единой системе газоснабжения ПАО «Газпром» проводится более тысячи ремонтов. Процесс подготовки участка трубопровода к ремонту включает в себя этап высвобождения трубы от газа. Одной из главных задач Газпрома в этой связи является обеспечение максимальной экономии природного газа и предотвращение негативного воздействия на окружающую среду. При этом объемы стравливаемого газа при подготовке к проведению ремонтных работ на трубопроводах исчисляются сотнями миллионов кубометров газа (статистические данные за годы, предшествующие реализации данного проекта, приведены в технико-экономическом обосновании) и имели тенденцию к постоянному росту.

В связи с тем, что потенциал глобального потепления для метана достаточно высок (равен 25 согласно Приказу Минприроды России от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов»), выбросы парниковых газов при стравливании исчислялись миллионами тонн в CO₂-эквиваленте.

Единым поставщиком услуг по сохранению газа для всех газотранспортных компаний ПАО «Газпром» с использованием МКС является ООО «Газпром МКС». Организация централизованного управления парком МКС на базе специального созданного юридического лица позволила рассмотреть работу по сохранению природного газа как самостоятельный проект, имеющий положительный экологический эффект. Проект может быть квалифицирован как климатический, оценен и документирован в соответствии с требованиями Приказа Министерства экономического развития Российской Федерации от 11 мая 2022 года № 248, а также национального стандарта ГОСТ Р ИСО 14064-2.

1.3. ЦЕЛИ ПРОЕКТА

Главными целями реализации проекта являются:

- снижения уровня выбросов парниковых газов и, следовательно, уменьшение негативного воздействия на окружающую среду;
- сбережение природных ресурсов (природного газа) для последующих поколений;
- улучшение экологической ситуации в районах проведения деятельности МКС;
- повышение энергоэффективности;
- снижение издержек (экономическая эффективность).

1.4. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ И ОПЕРАЦИОННЫЕ ГРАНИЦЫ

При определении организационных и операционных границ проекта учитывается планируемая деятельность, приводящая к выбросу парниковых газов при проведении работ по перекачке газа с использованием мобильных компрессорных станций ООО «Газпром МКС», а также деятельность по сохранению природного газа (предотвращению выбросов парникового газа) на участках линейных газопроводов.

Организационными границами проекта будут являться услуги по перекачке газа перед проведением ремонтных работ, оказываемые ООО «Газпром МКС» газотранспортным дочерним обществам ПАО «Газпром» (см. п.1.4.3.). В целях последующей подготовки отчетности отдельно будет оцениваться деятельность по перекачке газа за каждый год реализации проекта.

Операционными границами проекта будет являться деятельность ООО «Газпром МКС» по перекачке газа перед проведением ремонтных работ на участках Единой системы газоснабжения, относящихся к периметру конкретных газотранспортных дочерних обществ ПАО «Газпром» (см. п.1.4.3.), отражаемая в технических актах о проведении работ по перекачкам. В целях последующей подготовки отчетности отдельно будет учитываться информация всех технических актов о перекачках газа за каждый год реализации проекта.

1.5. ПРОЕКТНЫЙ СЦЕНАРИЙ

Согласно проектному сценарию ООО «Газпром МКС» за период с 2019 по 2022 гг. взяло в лизинг и ввело в эксплуатацию 10 мобильных компрессорных станций, каждая из которых имеет в своем составе 2 компрессорные установки.

Кроме того, для транспортирования, обслуживания, обеспечения эксплуатации МКС были сформированы и обучены бригады из высококвалифицированных работников. Для обслуживания одной МКС достаточно бригады, состоящей из 5 работников.

Учет перекачанного газа ведется в автоматическом режиме с использованием счетчиков-расходомеров, фиксирующих объем перекачанного из газопровода природного газа.

При этом при осуществлении процессов эксплуатации и транспортировании мобильных компрессорных станций происходит выброс парниковых газов. Данные источники и объемы выбросов парниковых газов также учитываются при подготовке отчетности об объемах сохраненного газа и массе предотвращенных выбросов парниковых газов (СО₂-эквивалента), путем вычитания полученных количества выбросов парниковых газов из общего количества перекачанного МКС газа (пересчитанного в СО₂-эквивалент).

Основным видом топлива для эксплуатации самой МКС является природный газ, перекачиваемый МКС. Вспомогательным видом топлива для выработки электроэнергии для нужд МКС является дизельное топливо, которое сжигается при функционировании дизель-генераторов, воздушных отопителей и при перемещении МКС.

Кроме того, источником фугитивных выбросов, связанным с проектной деятельностью, является стравливание природного газа из шлейфов и манифольдов после окончания перекачки.

В связи с тем, что природный газ, перекачанный в газопровод, в дальнейшем будет подлежать использованию конечным потребителем, то для обеспечения консервативности расчетов принимаем допущение о 100% сжигании

сохраненных объемов природного газа конечным потребителем (утечки на последующих стадиях). Соответственно, для обеспечения корректности расчетов необходимо добавить массу выбросов парниковых газов, образующихся при сжигании газа конечным потребителем к массе прочих проектных выбросов.

Предотвращенный от стравливания газ не увеличивает объем его продажи на рынке и не влияет на баланс газа, так как объемы поставок газа конечным потребителям контрактуются заранее. Следовательно, спасенный газ снижает потребность в дополнительной добыче и не увеличивает общий объем утечек, возникающих от его транспортировки по газотранспортной системе, напротив снижая потенциальные утечки от места добычи до участка ремонтируемого газопровода. Для обеспечения консервативности расчетов данный эффект не учитывается в расчетах.

Мобильная компрессорная станция в энергетическом плане полностью автономна и не зависит от работы других энергоснабжающих предприятий, что позволяет использовать МКС в любых регионах, в том числе труднодоступных и удаленных районах, что является одним из ключевых преимуществ и учитывалось при принятии решения об использовании данной технологии.

Запланированный в проектной документации объем перекаченного с использованием мобильных компрессорных станций природного газа в 2019–2022 годах составляет не менее 888,9 млн м³, в т. ч.:

- в 2019 – не менее 7,1 млн м³;
- в 2020 – не менее 183,1 млн м³;
- в 2021 – не менее 313,7 млн м³;
- в 2022 – не менее 384,0 млн м³.

Изменение объемов перекаченного с использованием мобильных компрессорных станций природного газа будет отражено в п.3 настоящего Отчета.

Проект использования мобильных компрессорных станций для сохранения газа, стравливаемого при ремонтах на газопроводах, позволяет со значительным положительным экологическим эффектом (по сравнению с базовым сценарием) решать задачу по минимизации негативного воздействия на окружающую среду, а также способствует обеспечению экологической безопасности и сохранению природных ресурсов для будущих поколений.

1.6. БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ

В отсутствие данного проекта весь объем газа, который предлагается перекачивать с использованием МКС, стравливался бы перед проведением

ремонтных работ в атмосферный воздух из участков магистральных трубопроводов, как это происходило ранее, т. к. иной дополнительной технологии предусмотрено не было. Традиционные технологии выработки газа уже используются до проведения работ МКС, но их технологические возможности по снижению давления газа в трубопроводе значительно уступают технологии использования МКС.

Основной источник выбросов парниковых газов в базовом сценарии — выбросы метана при стравливании газа из участка трубопровода (в объеме перекачки газа с использованием МКС). Среди углеводородов метан определен Правительством РФ¹ как парниковый газ. Поэтому данные выбросы включены в базовый сценарий.

1.7. СТАТУС РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА

Проектно-техническая документация была подготовлена и утверждена в 2018 году. До начала реализации проект не проходил валидацию.

Проектная документация подробно описывает настоящий проект. Реализация проекта соответствует графику осуществления проекта, представленного в проектной документации.

Плановый период начала сокращения выбросов по проекту – 4 квартал 2019 года.

Фактическое начало деятельности по проекту — октябрь 2019 года. Первая перекачка с использованием МКС прошла с 30.10.2019 по 11.11.2019 на участке магистрального газопровода «Уренгой-Петровск» Пелымского ЛПУМГ (объект ООО «Газпром трансгаз Югорск»). В дальнейшем ООО «Газпром МКС» продолжило вводить в эксплуатацию МКС и наращивать объемы перекачек.

К концу 2020 года приобретены и введены в эксплуатацию 8 МКС.

В течение 2019 – 2022 гг. деятельность по перекачке газа, предусмотренная проектной документацией, осуществлялась на объектах (участках трубопроводов) 13 дочерних газотранспортных обществ ПАО «Газпром»:

1. ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»:

- в 2019 перекачено – 0 млн м³ газа;
- в 2020 перекачено – 1,65 млн м³ газа;
- в 2021 перекачено – 37,60 млн м³ газа;
- в 2022 перекачено – 6,50 млн м³ газа.

¹ Постановление Правительства РФ от 20 апреля 2022 г. № 707

"Об утверждении Правил представления и проверки отчетов о выбросах парниковых газов, формы отчета о выбросах парниковых газов, Правил создания и ведения реестра выбросов парниковых газов и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации"

2. **ООО «Газпром трансгаз Москва»:**
 - в 2019 перекачено – 0 млн м³ газа;
 - в 2020 перекачено – 20,89 млн м³ газа;
 - в 2021 перекачено – 100,88 млн м³ газа;
 - в 2022 перекачено – 53,44 млн м³ газа.
3. **ООО «Газпром трансгаз Волгоград»:**
 - в 2019 перекачено – 0 млн м³ газа;
 - в 2020 перекачено – 4,0 млн м³ газа;
 - в 2021 перекачено – 4,0 млн м³ газа;
 - в 2022 перекачено – 32,23 млн м³ газа.
4. **ООО «Газпром трансгаз Саратов»:**
 - в 20219 перекачено – 0 млн м³ газа;
 - в 2020 перекачено – 2,76 млн м³ газа;
 - в 2021 перекачено – 7,96 млн м³ газа;
 - в 2022 перекачено – 19,18 млн м³ газа.
5. **ООО «Газпром трансгаз Самара»:**
 - в 2019 перекачено – 0 млн м³ газа;
 - в 2020 перекачено – 0 млн м³ газа;
 - в 2021 перекачено – 0 млн м³ газа;
 - в 2022 перекачено – 12,43 млн м³ газа.
6. **ООО «Газпром трансгаз Казань»:**
 - в 2019 перекачено – 0 млн м³ газа;
 - в 2020 перекачено – 13,50 млн м³ газа;
 - в 2021 перекачено – 10,13 млн м³ газа;
 - в 2022 перекачено – 20,30 млн м³ газа.
7. **ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»:**
 - в 2019 перекачено – 0 млн м³ газа;
 - в 2020 перекачено – 44,0 млн м³ газа;
 - в 2021 перекачено – 70,90 млн м³ газа;
 - в 2022 перекачено – 75,54 млн м³ газа.
8. **ООО «Газпром трансгаз Чайковский»:**
 - в 2019 перекачено – 0 млн м³ газа;
 - в 2020 перекачено – 51,0 млн м³ газа;
 - в 2021 перекачено – 94,70 млн м³ газа;
 - в 2022 перекачено – 190,00 млн м³ газа.
9. **ООО «Газпром трансгаз Уфа»:**
 - в 2019 перекачено – 0 млн м³ газа;
 - в 2020 перекачено – 6,97 млн м³ газа;
 - в 2021 перекачено – 14,38 млн м³ газа;
 - в 2022 перекачено – 25,69 млн м³ газа.

10. ООО «Газпром трансгаз Югорск»:

- в 2019 перекачено – 18,64 млн м³ газа;
- в 2020 перекачено – 145,50 млн м³ газа;
- в 2021 перекачено – 201,43 млн м³ газа;
- в 2022 перекачено – 237,39 млн м³ газа.

11. ООО «Газпром трансгаз Сургут»:

- в 2019 перекачено – 0 млн м³ газа;
- в 2020 перекачено – 0 млн м³ газа;
- в 2021 перекачено – 32,46 млн м³ газа;
- в 2022 перекачено – 17,49 млн м³ газа.

12. ООО «Газпром трансгаз Ухта»:

- в 2019 перекачено – 0 млн м³ газа;
- в 2020 перекачено – 114,73 млн м³ газа;
- в 2021 перекачено – 103,59 млн м³ газа;
- в 2022 перекачено – 124,81 млн м³ газа.

13. ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»:

- в 2019 перекачено – 0 млн м³ газа;
- в 2020 перекачено – 0 млн м³ газа;
- в 2021 перекачено – 0 млн м³ газа;
- в 2022 перекачено – 6,58 млн м³ газа.

В ООО «Газпром трансгаз Томск» и ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» деятельность по перекачке газа в 2019–2022 годах не велась.

Всего в 2019–2022 году объем перекаченного газа на всех производственных площадках составил 1 923,25 млн м³ газа.

1.8. ОТКЛОНЕНИЯ ИЛИ ИЗМЕНЕНИЯ В ПРОЕКТНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ И ПЛАНЕ МОНИТОРИНГА

В течение периода мониторинга с **01.01.2019** по **31.12.2019** объем перекачиваемого с использованием МКС природного газа составил **18 634,58 тыс. м³**, т.к. фактический объем газа, перекачиваемого из ремонтных секций МГ (в соответствии с техническими актами оказания услуг по перекачке природного газа), оказался выше расчётных значений для базовой линии (п.8.2. Проектной документации).² При этом количество перекачек осталось неизменным – **6 перекачек**. В остальном деятельность по проекту полностью соответствует деятельности, описанной в Проектной документации.

² Определяются на основе средних значений для участков магистральных газопроводов с разными параметрами (диаметр, среднее давление в секции, объем отключаемого участка газопровода, остаточное давление после перекачки, температура газа). Фактические значения зависят от уникальных параметров каждого ремонтируемого участка.

В течение периода мониторинга с **01.01.2020** по **31.12.2020** объем перекачиваемого с использованием МКС природного газа составил **404 996,94 тыс. м³**, т.к. фактический объем газа, перекачиваемого из ремонтных секций МГ (в соответствии с техническими актами оказания услуг по перекачке природного газа), оказался выше расчетных значений для базовой линии (п.8.2. Проектной документации). При этом количество перекачек осталось неизменным – **154 перекачки**. В остальном деятельность по проекту полностью соответствует деятельности, описанной в Проектной документации.

В течение периода мониторинга с **01.01.2021** по **31.12.2021** объем перекачиваемого с использованием МКС природного газа составил **678 053,66 тыс. м³**, т.к. фактический объем газа, перекачиваемого из ремонтных секций МГ (в соответствии с техническими актами оказания услуг по перекачке природного газа), оказался выше расчетных значений для базовой линии (п.8.2. Проектной документации). При этом количество перекачек осталось неизменным – **264 перекачки**. В остальном деятельность по проекту полностью соответствует деятельности, описанной в Проектной документации.

В течение периода мониторинга с **01.01.2022** по **31.12.2022** объем перекачиваемого с использованием МКС природного газа составил **821 556,14 тыс. м³**, т.к. фактический объем газа, перекачиваемого из ремонтных секций МГ (в соответствии с техническими актами оказания услуг по перекачке природного газа), оказался выше расчетных значений для базовой линии (п.8.2. Проектной документации). При этом количество перекачек осталось неизменным – **323 перекачки**. В остальном деятельность по проекту полностью соответствует деятельности, описанной в Проектной документации.

1.9. ПЕРИОД МОНИТОРИНГА

Период мониторинга 1 настоящего отчета — с 01.01.2019 по 31.12.2019 года (12 месяцев).

Период мониторинга 2 настоящего отчета — с 01.01.2020 по 31.12.2020 года (12 месяцев).

Период мониторинга 3 настоящего отчета — с 01.01.2021 по 31.12.2021 года (12 месяцев).

Период мониторинга 4 настоящего отчета — с 01.01.2022 по 31.12.2022 года (12 месяцев).

1.10. ИНФОРМАЦИЯ О ПЕРИОДИЧНОСТИ ОТЧЕТА

Данный отчет является периодическим ежегодным отчетом о мониторинге по проекту «Предотвращение выбросов парниковых газов (метана) с

использованием мобильных компрессорных станций при подготовке участков магистральных трубопроводов к проведению ремонтных работ».

1.11. УЧАСТНИКИ ПРОЕКТА

В связи с тем, что компания ПАО «Газпром» имеет сложную разветвленную систему дочерних предприятий, проект связан с деятельностью множества дочерних организаций ПАО «Газпром», непосредственно принимающих участие в его инициации, планировании, обосновании, подготовке, реализации и анализе результатов деятельности.

В 2019 - 2020 гг. деятельность по перекачке газа с использованием мобильных компрессорных станций осуществлялась на объектах (магистральных трубопроводах) 13 газотранспортных дочерних обществ ПАО «Газпром»:

1. ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»;
2. ООО «Газпром трансгаз Москва»;
3. ООО «Газпром трансгаз Волгоград»;
4. ООО «Газпром трансгаз Саратов»;
5. ООО «Газпром трансгаз Самара»;
6. ООО «Газпром трансгаз Казань»;
7. ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»;
8. ООО «Газпром трансгаз Чайковский»;
9. ООО «Газпром трансгаз Уфа»;
10. ООО «Газпром трансгаз Югорск»;
11. ООО «Газпром трансгаз Сургут»;
12. ООО «Газпром трансгаз Ухта»;
13. ООО «Газпром трансгаз Ставрополь».

ООО «Газпром МКС» – узкоспециализированное предприятие, созданное в 2018 году специально для реализации проекта по предотвращению выбросов метана с использованием МКС при подготовке к проведению ремонтных работ на участках магистральных трубопроводов газотранспортных дочерних обществ ПАО «Газпром». Компания является единственным поставщиком услуг по перекачке газа в системе Группы Газпром, выступает оператором проекта и осуществляет управление парком МКС.

1.12. ПОЛНОМОЧИЯ И ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В связи с тем, что ООО «Газпром МКС» выступает оператором проекта и осуществляет управление парком МКС, то для упрощения коммуникации, учета, контроля и анализа результативности проекта, а также во избежание двойного учета данных принято решение, что организацией, ответственной за реализацию

данного проекта, производящей учет и мониторинг данных, полный контроль над технологическими процессами перекачки газа с использованием МКС, расчет сохраненных объемов газа и предотвращенных выбросов парниковых газов, анализ технических параметров и всех полученных данных будет ООО «Газпром МКС».

ООО «Газпром МКС» выступает единым поставщиком услуг по перекачке газа и обязано предоставлять по запросу ПАО «Газпром» всю необходимую информацию о ходе подготовки и реализации настоящего проекта.

Это решение также связано с тем, что мобильные компрессорные станции и все вспомогательное оборудование находятся на балансе ООО «Газпром МКС». ООО «Газпром МКС» самостоятельно формирует бригады работников, обслуживающие МКС, проводит обучение работников, организацию (при необходимости) ремонта и технического обслуживания и т.п. Иными словами, ООО «Газпром МКС» осуществляет полный операционный контроль над всей деятельностью по сохранению газа при подготовке участков магистральных трубопроводов к проведению ремонтных работ с использованием мобильных компрессорных станций.

Другие предприятия, входящие в структуру ПАО «Газпром», во избежание двойного учета, отдельно не отражают объемы предотвращенных выбросов парниковых газов (как результаты проектной деятельности по предотвращению выбросов) в своей отчетности.

1.13. ОЦЕНКА ОБЪЕМА СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ЗА ПЕРИОД МОНИТОРИНГА

За период мониторинга 1 (с 01.01.2019 по 31.12.2019) расчетное количество (масса) снижения выбросов в тоннах CO₂-эквивалента **276 136,068 тонн.**

За период мониторинга 2 (с 01.01.2020 по 31.12.2020) расчетное количество (масса) снижения выбросов в тоннах CO₂-эквивалента **6 000 691,059 тонн.**

За период мониторинга 3 (с 01.01.2021 по 31.12.2021) расчетное количество (масса) снижения выбросов в тоннах CO₂-эквивалента **10 038 397,149 тонн.**

За период мониторинга 4 (с 01.01.2022 по 31.12.2022) расчетное количество (масса) снижения выбросов в тоннах CO₂-эквивалента **12 164 638,648 тонн.**

1.14. ОРГАНИЗАЦИЯ, ОТВЕТСТВЕННАЯ ЗА ПОДГОТОВКУ ОТЧЕТА О МОНИТОРИНГЕ

Дата подготовки отчета о мониторинге: 19.03.2024.

Отчет о мониторинге подготовлен ООО «Газпром МКС».

2. ПЛАН МОНИТОРИНГА И МЕТОДОЛОГИЯ РАСЧЕТОВ

2.1. ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ ПЛАНА МОНИТОРИНГА

План мониторинга (производственная программа) предназначен для расчета и учета сокращения выбросов парниковых газов при осуществлении деятельности в соответствии с проектным сценарием, в полной и прозрачной форме.

План мониторинга основан на существующих в компании системах измерения параметров использования топливно-энергетических ресурсов и определен в соответствии с ними. За реализацию плана мониторинга отвечает управление планирования и организационного развития ООО «Газпром МКС».

План мониторинга детально описан в проектной документации.

Процесс мониторинга не требует внесения каких-либо изменений в существующую систему сбора и хранения данных. Все необходимые данные обрабатываются и регистрируются в процессе повседневной деятельности (транспортирования и эксплуатации) мобильных компрессорных станций.

Для управления качеством данных, относящихся к проекту по предотвращению выбросов парниковых газов, введен в действие Временный регламент взаимодействия ООО «Газпром МКС» по мониторингу предотвращения выбросов парниковых газов.

Данные мониторинга сохраняются в течение всего срока реализации проекта и не менее двух лет после его завершения.

Проектные выбросы парниковых газов рассчитываются на основе следующих параметров, которые необходимо контролировать:

- объем перекачанного МКС природного газа (тыс. м³);
- объем топливного газа, потребляемого МКС в процессе эксплуатации;
- объем дизельного топлива, используемого для выработки электроэнергии дизель-генераторами и воздушными отопителями для обогрева помещений МКС (л);
- объем дизельного топлива, используемого в качестве автомобильного топлива при транспортировании МКС к месту проведения работ (л).
- количество перекачек в год.

2.2. ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В СООТВЕТСТВИИ С БАЗОВЫМ СЦЕНАРИЕМ, КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ И МЕТОДИКА РАСЧЕТА ВЫБРОСОВ ПО БАЗОВОМУ СЦЕНАРИЮ

Базовый сценарий представляет собой продолжение обычной практики, существовавшей до начала реализации проекта, т. е. стравливание газа из участков трубопроводов при подготовке к проведению ремонтных работ.

Важнейшим фактором, определяющим выбросы парниковых газов, является стравливание природного газа, приводящее к выбросу в атмосферный воздух парникового газа.

В связи с тем, что до 2019 года описываемая в проекте деятельность или подобная ей на объектах ПАО «Газпром» не осуществлялась, за базовый год в проектно-технической документации решено принять год перед началом эксплуатации МКС — 2018 год.

В 2018 году весь объем перекачиваемого газа с использованием МКС составил 0 м³, при этом ПАО «Газпром» оценивает потенциал сгорания природного газа при ремонтах с помощью МКС не менее 1,5 млрд м³ в год (письмо ПАО «Газпром» от 01.10.2021 № 06/23/4/07-1471 «О расширении проекта сохранения газа»). В отсутствие проекта весь этот объем был стравлен в атмосферу.

Определение базовой линии осуществляется за 2019-2029 гг. с учетом прогнозируемого уровня производственной деятельности и сведений о фактических объемах выбросов парниковых газов за период с 2016 по 2018 гг., т.е. за 3 года до начала реализации проекта (в соответствии с п.8. Приказа Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 248).

Таблица 1. Результаты расчета общей массы выбросов парниковых газов от стравливания газа до реализации проекта

Параметр	Ед. изм.	2016	2017	2018
Объем газовой смеси	тыс.м ³	1 500 000	1 500 000	1 500 000
Концентрация метана в газовой смеси	% об.	98,4	98,4	98,4
Концентрация диоксида углерода в газовой смеси	% об.	0,04	0,04	0,04
Плотность метана	кг/м ³	0,668	0,668	0,668
Плотность диоксида углерода	кг/м ³	1,8393	1,8393	1,8393
Масса выбросов метана	тн	985 968,0	985 968,0	985 968,0
Масса выбросов диоксида углерода	тн	1103,6	1103,6	1103,6
Потенциал глобального потепления метана		25	25	25

Параметр	Ед. изм.	2016	2017	2018
Масса выбросов метана в CO ₂ -эквиваленте	тн	24649200,0	24649200,0	24649200,0
Общая масса выбросов парниковых газов (CO₂-эквивалент)	тн	24 650 303,6	24 650 303,6	24 650 303,6

Природный газ, перекачанный при помощи МКС, в отсутствие предложенной проектной деятельности был бы стравлен в атмосферу. Он и составляет выбросы по базовому сценарию.

Таблица 2. Природный газ, который может быть откачан из всех ремонтных секций всеми МКС

Параметр	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ежегодное количество перекачек всеми МКС (план)	шт.	6	154	264	323	269	302	308	310	312	312	312
Объем природного газа в одной отключенной секции МГ, которая подлежит перекачке	тыс. м ³	1188,62	1188,62	1188,62	1188,62	1188,62	1188,62	1188,62	1188,62	1188,62	1188,62	1188,62
Общий годовой объем природного газа, который может быть перекачен из всех ремонтных секций всеми МКС.	тыс. м ³	7 131,72	183 047,48	313 795,68	383 924,26	319 738,78	358 963,24	366 094,96	368 472,20	370 849,44	370 849,44	370 849,44
Общая масса выбросов парниковых газов по базовому сценарию с учетом прогнозных объемов перекачки	тСО ₂ -экв	117 199,38	3 008 117,30	5 156 772,52	6 309 233,04	5 254 438,66	5 899 035,23	6 016 234,60	6 055 301,06	6 094 367,52	6 094 367,52	6 094 367,52

Обоснование:

При расчете базовой линии (массы фугитивных выбросов парниковых газов) исходим из утверждения, что весь объем газа, перекачиваемый с использованием МКС, был бы стравлен из трубопровода перед проведением ремонтных работ, т.к. технология с использованием МКС является дополнительной, а не замещающей (по отношению к используемым ранее методам сохранения газа).

Значения сохраненных объемов газа и предотвращенных выбросов парниковых газов в атмосферу не связаны напрямую ни с используемыми ранее технологиями, ни с какими-либо показателями, характеризующими деятельность по подготовке трубопровода к проведению ремонтных работ. Сравнение полученных в ходе реализации данных с любыми показателями, характеризующими описанную деятельность до момента реализации настоящего проекта, будет некорректным.

Кроме того, каждая перекачка газа с использованием МКС уникальна, так как уникальны параметры выводимого из эксплуатации участка трубопровода (протяженности, диаметра, начального давления газа, температуры газа и т.п.). Возможности использования традиционных методов выработки газа также каждый раз различаются, так как зависят от множества факторов, в т. ч. места расположения участка трубопровода, инфраструктуры, экономических факторов и т.п.

В связи с этим не имеет смысла (некорректно) при определении базовой линии использовать данные об общем количестве газа в трубопроводе, геометрических параметрах трубопровода, количестве газа, выработанного традиционными способами с целью снижения давления газа в трубопроводе и т. п., возможных утечках из трубопровода, т. к. эти данные никак не используются и не влияют на вычисления, проводимые с целью определения объемов сохраненного газа и массы предотвращенных выбросов парниковых газов при реализации проекта.

Источниками выбросов по базовому сценарию в данном случае являются места выпуска (стравливания) природного газа из трубопровода в объеме перекачки (забора природного газа) из трубопровода, который вычисляется путем сложения данных счетчиков-расходомеров о количестве перекачанного в другой участок трубопровода газа и топливного газа, используемого самой МКС для работы.

Расчет выбросов парниковых газов по базовому сценарию основан на контроле следующих параметров:

- объем перекачанного МКС природного газа (тыс. м³);
- объем топливного газа, потребляемого МКС в процессе эксплуатации.

Достоверность значений данных параметров обеспечивается выполнением в ходе реализации проекта требований Федерального закона № 102-ФЗ от 11.06.2008 «Об обеспечении единства измерений».

Методика расчета выбросов по базовому сценарию

Для расчета используется методика расчета фугитивных выбросов Приказа Минприроды России от 27 мая 2022 г. № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» (далее – Методические указания).

Детально расчет по данной методике описан в разделе «Расчет выбросов ПГ при стравливании газа из шлейфов и манифольдов после окончания перекачки» проектной документации.

Суммарная величина фугитивных выбросов парниковых газов за каждый год рассчитывается с учетом потенциалов глобального потепления парниковых газов и выражаются в CO_2 -экв.

Потенциал глобального потепления для метана принимается равным 25.

Расчет выполняется по формуле:

$$E_{CO_2e,y} = \sum_{i=1}^n (E_{i,y} \times GWP_i) \quad (2),$$

где

$E_{CO_2e,y}$ – выбросы парниковых газов в CO_2 -эквиваленте за период y , т CO_2 -эквивалента;

$E_{i,y}$ – выбросы i -парникового газа за период y , т;

GWP_i – потенциал глобального потепления i -парникового газа, т CO_2 -эквивалента/т;

n – количество видов выбрасываемых парниковых газов;

i – CO_2 , CH_4 .

Согласно выбранной методике расчет проводится по разделу «Фугитивные выбросы» (п.3. Приложения № 2 Методических указаний).

Категория источников «фугитивные выбросы» включает организованные и неорганизованные выбросы в атмосферу, возникающие в результате технологических операций, осуществляемых при добыче, транспортировке, хранении и переработке природного газа.

В количественное определение фугитивных выбросов парниковых газов включаются выбросы в результате удаления технологических газов в атмосферу (отведение, рассеивание, стравливание) без сжигания или каталитического окисления. Технологические операции, приводящие к фугитивным выбросам, связанные с газом, включают продувки технологических трубопроводов,

участков газопроводов, технологического оборудования; стравливание из технологического оборудования, из коммуникаций, участков газопроводов; вытеснение воздуха газом; выветривание (дегазация); пуски, остановки, изменение режимов работы газоперекачивающих агрегатов.

В количественное определение фугитивных выбросов парниковых газов не включаются неорганизованные выбросы в результате утечек из технологического оборудования через сварные швы, фланцевые и резьбовые соединения, сальниковые уплотнения, штоки кранов, выбросы при аварийных и чрезвычайных ситуациях.

Количественное определение предотвращенных фугитивных выбросов парниковых газов осуществляется расчетным методом на основе данных об объеме их улавливания (предотвращение стравливания, рассеивания) без сжигания или каталитического окисления.

Расчет выполняется по формуле:

$$E_{i,y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times W_{i,j,y} \times p_i \times 10^{-2}) \quad (3.1),$$

где

$E_{i,y}$ – фугитивные выбросы i -парникового газа за период y , т;

$FC_{j,y}$ – расход j -углеводородной смеси на технологические операции (объем отведения без сжигания) за период y , тыс. м³;

$W_{i,j,y}$ – содержание i -парникового газа в j -углеводородной смеси за период y , % об.;

p_i – плотность i -парникового газа, кг/м³ (принимается по таблице 1.2.);

i - CO₂, CH₄

j – вид углеводородной смеси;

n – количество видов углеводородных смесей, используемых на технологические операции (отводимых без сжигания).

Состав выбрасываемых парниковых газов зависит от типа процесса, в результате которого они образуются. В соответствии с Приложением 1 к Методическим указаниям определяем процесс и состав парниковых выбросов:

Таблица 3 Категории источников выбросов и парниковые газы, подлежащие, обязательному учету в организациях

№	Категория источников выбросов парниковых газов	Парниковый газ
1	Стационарное сжигание топлива	CO ₂
2	Сжигание в факелах	CO ₂ , CH ₄
3	Фугитивные выбросы	CO ₂ , CH ₄

4	Количественное определение выбросов CO ₂ от сжигания топлива в двигателях автотранспортных средств	CO ₂
---	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------

Категория источников «фугитивные выбросы» включает организованные и неорганизованные выбросы CH₄ и CO₂ в атмосферу, возникающие в результате технологических операций, осуществляемых при добыче, транспортировке, хранении и переработке нефти и природного газа.

В количественное определение фугитивных выбросов парниковых газов в организациях включаются организованные постоянные или залповые выбросы в результате удаления технологических газов в атмосферу через свечи и дефлекторы (отведение, рассеивание, стравливание) без сжигания или каталитического окисления. Технологические операции, приводящие к фугитивным выбросам, связанные с нефтью и газом, включают продувки скважин, технологических трубопроводов, участков газопроводов, технологического оборудования; стравливание из технологического оборудования, из коммуникаций, участков газопроводов; вытеснение воздуха газом; выветривание (дегазация); пуски, остановки, изменение режимов работы газоперекачивающих агрегатов.

В количественное определение фугитивных выбросов парниковых газов в организациях не включаются неорганизованные выбросы в результате утечек из технологического оборудования через сварные швы, фланцевые и резьбовые соединения, сальниковые уплотнения, штоки кранов, выбросы при аварийных и чрезвычайных ситуациях.

Таким образом, для целей расчета используется раздел 3 Приложения № 2 Методических указаний, описываемый процесс – Фугитивные выбросы, состав образующихся (сохраненных) парниковых газов – CH₄ и CO₂.

При отсутствии фактических данных по компонентному химическому составу углеводородных смесей значения содержания CO₂ и CH₄ принимаются согласно данным, приведенным в таблице 3.1 Приложения № 2 к Методическим указаниям, либо иным справочным данным в соответствии с п. 12 Методических указаний.

Таблица 4 Значения концентрации метана и диоксида углерода для определения фугитивных выбросов, применимых при отсутствии фактических данных компонентного состава углеводородной смеси

№	Вид углеводородной смеси	Содержание CH ₄ (W _{CH₄.i.y}), % об.	Содержание CO ₂ (W _{CO₂.i.y}), % об.
1	Газ природный (сероводородсодержащие месторождения)	51,5	14,2
2	Газ природный	98,4	0,04

3	Попутный нефтяной газ	89,8	8,4
4	Газ дегазации угольных пластов	76,0	10,6

В рассматриваемом случае (при отсутствии лабораторно подтвержденных данных по компонентному химическому составу перекачиваемого газа), процентное содержание CH_4 и CO_2 принимаем в соответствии с методическими указаниями (№ 2 – Газ природный): CH_4 – 98,4 % об., CO_2 – 0,04 % об.

Отдельно рассчитываем массу каждого из парниковых газов (CH_4 и CO_2).

Так как плотность газов зависит от условий измерения (давления и температуры), то при условии, что объемы сохраненного газа уже приведены к стандартным условиям (температура 20°C, давление – 101,325 кПа), принимаем плотность газов в соответствии с таблицей 5:

Таблица 5 Плотность диоксида углерода и метана при разных условиях

№	Условия измерений	Плотность CO_2	Плотность метана
1	273,15 К (0 °С); 101,325 кПа	1,9768	0,7170
2	288.15 К (15 °С); 101,325 кПа	1,8738	0,6797
3	293.15 К (20 °С); 101,325 кПа	1,8393	0,6680

Плотность $\text{CH}_4 = 0,6680 \text{ кг/м}^3$, плотность $\text{CO}_2 = 1,8393 \text{ кг/м}^3$.

Таким образом, произведем расчет общей массы выбросов парниковых газов по базовому сценарию в 2019-2029 гг. (Таблица 6).

Таблица 6 Результаты расчета общей массы выбросов парниковых газов по базовому сценарию с учетом прогнозных объемов перекачки

Параметр	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Объем газовой смеси	тыс.м ³	7 131,72	183 047,48	313 795,68	383 924,26	319 738,78	358 963,24	366 094,96	368 472,20	370 849,44	370 849,44	370 849,44
Концентрация метана в газовой смеси	% об.	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4
Концентрация диоксида углерода в газовой смеси	% об.	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Плотность метана	кг/ м ³	0,668	0,668	0,668	0,668	0,668	0,668	0,668	0,668	0,668	0,668	0,668
Плотность диоксида углерода	кг/ м ³	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393	1,8393
Масса предотвращенных выбросов метана	т	4687,77	120319,31	206261,67	252358,02	210168,14	235950,85	240638,61	242201,20	243763,79	243763,79	243763,79
Масса предотвращенных выбросов диоксида углерода	т	5,25	134,67	230,87	282,46	235,24	264,10	269,34	271,09	272,84	272,84	272,84
Потенциал глобального потепления метана		25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Масса предотвращенных выбросов метана в СО ₂ -эквиваленте	т	117 194,13	3 007 982,63	5 156 541,65	6 308 950,58	5 254 203,42	5 898 771,13	6 015 965,26	6 055 029,97	6 094 094,68	6 094 094,68	6 094 094,68
Общая масса выбросов парниковых газов по базовому сценарию с учетом прогнозных объемов перекачки	тСО₂- экв	117 199,38	3 008 117,30	5 156 772,52	6 309 233,04	5 254 438,66	5 899 035,23	6 016 234,60	6 055 301,06	6 094 367,52	6 094 367,52	6 094 367,52

Для удобства проведения расчетов, отсутствия искажения данных при ручном подсчете, а также с целью упрощения последующей проверки расчет произведем в программе Excel (файл «Расчетная модель», Приложение 1 к Отчету).

Оценка неопределенностей данных (по базовому сценарию)

Оценка общей неопределенности измерений и расчетов проведена в соответствии с Методикой определения погрешности (суммарной неопределенности) измерений и расчетов объема газа в реальных условиях эксплуатации узлов учета (МИ 3235 – 2009).

В соответствии с формулой косвенного сводного расчета объема газа при стандартных условиях основными составляющими погрешности результата вычисления являются:

- погрешность счетчика по измерению объема газа;
- методическая погрешность расчетов (в т.ч. связанная с ошибками исполнителя).

Погрешность счетчика установлена в паспортах счетчика - 0,5%; методическая погрешность регистрации данных и расчетов определена в МИ 3235 – 2009 и составляет 1,073 %.

Общая неопределенность составляет корень квадратный из суммы квадратов погрешности счетчиков и методической погрешности расчетов и составляет 1,18 % (не превышает 5%).

2.3. ДАННЫЕ О ПОТЕНЦИАЛАХ ГЛОБАЛЬНОГО ПОТЕПЛЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ МОНИТОРИНГА СОКРАЩЕНИЙ ВЫБРОСОВ, ДОСТИГАЕМЫХ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА:

Таблица 7 Значения ПГП

Параметр (обозначение)	Наименование параметра	Источник данных	Ответственный	Ед. измерения	Значение	Измеряется (И)/зафиксировано в ПТД (З)
GWP _{CH4}	Потенциал глобального потепления метана	Приказ Минприроды России от 27.05.2022 N 371	-	tCO ₂ -экв/ tCH ₄	25	З

2.4. ОПИСАНИЕ ФОРМУЛ И МЕТОДИК, ИСПОЛЬЗУЮЩИХСЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ПРОЕКТНЫХ ВЫБРОСОВ И РАСЧЕТ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В 2019 – 2022 ГОДАХ

По проектному сценарию мобильные компрессорные установки будут откачивать оставшийся природный газ из отключенных (ремонтных) участков магистрального газопровода за отключающий запорный кран по ходу газа или в параллельную нитку газопровода. Некоторая часть откачиваемого газа будет потребляться компрессорной установкой на собственные нужды.

Выбросы от проектной деятельности определяются как сумма выбросов от сжигания части перекачиваемого природного газа в ДВС компрессорных станций (топливный газ), от сгорания дизельного топлива при перемещении МКС, работе дизель-генераторов, эксплуатации воздушных отопителей,

сжигания перекаченного объема природного газа конечным потребителем, а также от освобождения шлейфов и манифольдов МКС от газа после окончания перекачки.

2.4.1. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ПГ ПРИ СЖИГАНИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ДВС КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Используем методику раздела «Стационарное сжигание топлива» Методических указаний.

Данная категория источников выбросов парниковых газов включает выбросы CO_2 в атмосферу, возникающие в результате сжигания всех видов газообразного, жидкого и твердого топлива в котельных агрегатах, турбинах, печах, инсинераторах и других теплотехнических агрегатах, осуществляемого с целью выработки тепловой и/или электрической энергии для собственных нужд организаций или отпуска потребителям, а также для осуществления иных технологических операций.

Выбросы CH_4 и N_2O , потенциально возникающие при стационарном сжигании топлива, в данной методике не учитываются.

Количественное определение выбросов CO_2 от стационарного сжигания топлива выполняется расчетным методом по отдельным источникам, группам источников или организации в целом по формуле (1.1):

$$E_{\text{CO}_2,y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times EF_{\text{CO}_2,j,y} \times OF_{j,y}) \quad (1.1),$$

где:

$E_{\text{CO}_2,y}$ – выбросы CO_2 от стационарного сжигания топлива за период y , т CO_2 ;

$FC_{j,y}$ – расход топлива j за период y , тыс. m^3 , т, т у.т. или ТДж;

$EF_{\text{CO}_2,j,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 от сжигания топлива j за период y , т CO_2 /ед.;

$OF_{j,y}$ – коэффициент окисления топлива j , доля;

j – вид топлива, используемого для сжигания;

n – количество видов топлива, используемых за период y .

Организации должны учитывать расход всех видов используемого газообразного, жидкого и твердого топлива, как природного, так и искусственного происхождения, сжигаемого в стационарных источниках за отчетный период. Расход топлива, используемого для стационарного сжигания (FC_{jy}), определяется организациями для каждого вида топлива по отдельным источникам, группам источников или организации в целом.

Расход топлива ($FC_{j,y}$) должен быть определен в единицах измерения (т, тыс. м³, т у.т. или ТДж), соответствующих применяемому коэффициенту выбросов (EF_{CO_2ji}) (тСО₂/т, тСО₂/тыс. м³, тСО₂/т у.т. или тСО₂/ТДж).

Если для расчетов выбросов используются значения коэффициентов выбросов, приведенные в Таблице 1.1 Приложения № 2 к Методическим указаниям, расход топлива должен быть определен в энергетическом эквиваленте (т у.т. или ТДж) по формулам (1.2 а, 1.2б):

$$FC_{j,y} = FC'_{j,y} \times k_{j,y} \quad (1.2a),$$

где:

$FC_{j,y}$ – расход топлива j в энергетическом эквиваленте за период y , т у.т.;

$FC'_{j,y}$ – расход топлива j в натуральном выражении за период y , т или тыс. м³;

$k_{j,y}$ – коэффициент перевода в тонны условного топлива, т у.т./т, т у.т./тыс. м³.

$$FC_{j,y} = FC'_{j,y} \times NCV_{j,y} \times 10^{-3} \quad (1.2б), \text{ где:}$$

$FC_{j,y}$ – расход топлива j в энергетическом эквиваленте за период y , ТДж;

$FC'_{j,y}$ – расход топлива j в натуральном выражении за период y , т или тыс. м³;

$NCV_{j,y}$ - низшая теплота сгорания топлива j за период y , МДж/кг, МДж/м³.

Значение низшей теплоты сгорания топлива или коэффициент перевода в тонны условного топлива ($NCV_{i,y}$) принимается по фактическим данным организации или поставщика топлива за отчетный период, а в случае отсутствия таких данных – с использованием значений, приведенных в Таблице 1.1 Приложения № 2 к Методическим указаниям.

При отсутствии фактических данных по компонентному химическому составу газообразного топлива и содержанию углерода в твердом и жидком топливе за отчетный период используются значения коэффициентов выбросов и содержания углерода для соответствующих видов топлива, представленные в таблице 1.1 приложения № 2 к Методическим указаниям.

Коэффициент окисления топлива ($OF_{j,y}$) принимается для всех видов газообразного, жидкого и твердого топлива по умолчанию равным 1,0 (соответствует 100% окислению топлива) независимо от применяемых

процессов стационарного сжигания топлива, кроме сжигания углеводородных газов в факелах.

Значение общего годового объема использования топливного газа берем из Реестров оказания услуг по перекачкам природного газа за 2019-2022 годы соответственно.

Для удобства проведения расчетов, отсутствия искажения данных при ручном подсчете, а также с целью упрощения последующей проверки расчет произведем в программе Excel (файл «Расчетная модель», Приложение 1 к Отчету).

2.4.2. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ПГ ПРИ СЖИГАНИИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА В ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРАХ И ВОЗДУШНЫХ ОТОПИТЕЛЯХ

Для обеспечения деятельности комплекса МКС требуется электроэнергия, которая вырабатывается посредством сжигания дизельного топлива двумя дизель-генераторными установками. Для обогрева помещений МКС в составе оборудования МКС имеются 2 воздушных отопителя ПЛАНАР-8ДМ-24 (ТУ 4591-008-40991176-2005), также работающих на дизельном топливе.

Исходные данные для расчета выбросов парниковых газов от эксплуатации ДГУ и воздушных отопителей (количество потребленного дизельного топлива) взяты из Справки о годовом расходе дизельного топлива.

Расчет выбросов парниковых газов от работы дизель генераторов и воздушных отопителей производится по методике, описанной выше (Стационарное сжигание).

Для нашего расчета коэффициенты перевода расхода топлива в энергетические единицы берем из Таблицы 1.1. Методических указаний.

Для дизельного топлива коэффициент перевода в тонны условного топлива равен 1,450 т.у.т./т, а коэффициент выбросов CO₂ от сжигания топлива равен 2,17 т CO₂/т у.т.

В отсутствие информации об объемах летнего и зимнего дизельного топлива, для обеспечения консервативности расчетов принимаем плотность дизельного топлива максимальной и равной 860 кг/м³.

Для удобства проведения расчетов, отсутствия искажения данных при ручном подсчете, а также с целью упрощения последующей проверки расчет произведем в программе Excel (файл «Расчетная модель», Приложение 1 к Отчету).

2.4.3. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ПГ ПРИ СГОРАНИИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ПРИ ПЕРЕМЕЩЕНИИ МКС

При перемещении комплекса МКС к местам проведения работ происходит выброс парниковых газов от сгорания дизельного топлива. Один комплекс МКС располагает 4 автомобилями (Камаз, Volvo) для перевозки оборудования МКС, персонала, вспомогательного оборудования и т.п.

Исходные данные для расчета выбросов парниковых газов от сгорания дизельного топлива при перемещении МКС (количество потребленного дизельного топлива) взяты из Справки о годовом расходе дизельного топлива (готовится на основании путевых листов).

Расчет выбросов парниковых газов от передвижных источников (перемещение МКС) производился с на основании методики для раздела «Транспорт» Методических указаний (п.18 Приложения №2 Приказа Минприроды России от 27.05.2022 № 371).

Для удобства проведения расчетов, отсутствия искажения данных при ручном подсчете, а также с целью упрощения последующей проверки расчет произведем в программе Excel (файл «Расчетная модель», Приложение 1 к Отчету).

2.4.4. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ПГ ПРИ СТРАВЛИВАНИИ ГАЗА ИЗ ШЛЕЙФОВ И МАНИФОЛЬДОВ ПОСЛЕ ОКОНЧАНИЯ ПЕРЕКАЧКИ

После оказания услуг по перекачке газа в технологической обвязке МКС находится небольшое количество газа, которое необходимо стравить в атмосферу через сбросную свечу на манифольде. Силами газотранспортного дочернего общества производится перекрытие свечных кранов на байпасной линии кранового узла, действующего и выведенного в ремонт участка газопровода. Далее силами ООО «Газпром МКС», путем открытия крана на сбросной свече, производится стравливание остаточного газа из технологической обвязки.

Во входном шлейфе, входном манифольде и входе в МКУ остаточное давление составляет 1,0 МПа (минимально возможное давление всасывания компрессора).

По окончании оказания услуг по перекачке газа давление на выходе из МКУ, выходном манифольде и выходном технологическом шлейфе будет равно давлению в действующем газопроводе (в среднем 6,0 МПа).

Расчет объемов газа, стравливаемого из шлейфов и манифольдов, на одну перекачку

Газотранспортные дочерние общества ПАО «Газпром» производят расчеты объемов стравливаемого газа на линейной части магистрального газопровода согласно СТО Газпром 3.3-2-044-2016 «Методика нормирования расхода

природного газа на собственные нужды и технологические потери магистрального транспорта».

Расчет производится на основе геометрических параметров шлейфов и манифольдов по формулам, где:

$P_{вх}$ – давление во входном шлейфе, внутреннем входном шлейфе, входном манифольде и входе в МКУ;

$P_{вых}$ – давление в выходном шлейфе, внутреннем выходном шлейфе, выходном манифольде и выходе из МКУ;

$L_{вх}$. шлейфа – длина входного шлейфа с Ду159;

$L_{вых}$. шлейфа – длина выходного шлейфа с Ду159;

$D_{у_{вх/вых}}$. шлейф – внешний диаметр входного/выходного шлейфа;

$L_{внут. вх}$ шлейфа – длина внутреннего входного шлейфа с Ду125;

$L_{внут. вых}$ шлейфа – длина внутреннего выходного шлейфа с Ду125;

$D_{у_{внут. вх/вых}}$ шлейф – внешний диаметр внутреннего входного/выходного шлейфа;

$L_{манифольд общ.}$ – общая длина манифольда;

$D_{у_{манифольда}}$ – внешний диаметр манифольда;

$T_{ср}$ – средняя температура газа в технологической обвязке;

$P_{газа}$ – плотность газа;

$Z_{1,0}$ Мпа – коэффициент сверхсжимаемости газа при 1 МПа и при $T_{ср}=15$ О С;

$Z_{6,0}$ Мпа – коэффициент сверхсжимаемости газа при 6 МПа $T_{ср}=15$ О С.

293,15 К – температура газа при стандартных условиях (20° С);

0,101325 – давление газа при стандартных условиях (760 мм.рт.ст)

Толщина стенки учитывается при вычислении внутреннего объема технологического шлейфа ($\delta_{ст.} = 5$ мм).

$$D_{вн.} = D_{у_{внут. вх/вых}} \text{ шлейф} - 2 * \delta_{ст.}$$

$$V_{внут. \text{ шлейфа}} = L_{внут. вых. \text{ шлейфа}} * \pi * D_{вн.}^2 / 4$$

Данная формула применяется при вычислении объема внешнего шлейфа, внутреннего шлейфа и объема манифольда.

$$V_{вх.} = V_{внеш. \text{ шлейфа}} + V_{внут. \text{ шлейфа}} + V_{МКУ} + V_{манифольда} = 2,53 \text{ м}^3 - \text{объем внутреннего пространства входной технологической обвязки};$$

$V_{\text{вых.}} = V_{\text{внеш. шлейфа}} + V_{\text{внут. шлейфа}} + V_{\text{МКУ}} + V_{\text{манифольда}} = 2,53 \text{ м}^3$ – объем внутреннего пространства выходной технологической обвязки;

$Q_{\text{вх.}} = (293,15 / 0,101325) \cdot V_{\text{вх}} \cdot P_{\text{вх}} / (T_{\text{ср}} \cdot Z_{1,0} \text{ МПа}) = 27 \text{ м}^3$ – объем газа, стравливаемый из входной технологической обвязки;

$Q_{\text{вых.}} = (293,15 / 0,101325) \cdot V_{\text{вых}} \cdot P_{\text{вых.}} / (T_{\text{ср}} \cdot Z_{6,0} \text{ МПа}) = 169,9 \text{ м}^3$ – объем газа, стравливаемый из выходной технологической обвязки;

$Q_{\text{общ.}} = 27 \text{ м}^3 + 169,9 \text{ м}^3 = 196,9 \text{ м}^3$

Расчет общего годового объема газа, стравливаемого из шлейфов и манифольдов после окончания перекачки

Для определения годового объема газа необходимо умножить полученное значение объема газа, стравливаемого при одной перекачке, на количество перекачек.

Значение количества перекачек взято из Реестров оказания услуг по перекачкам природного газа за 2019 – 2022 года соответственно.

Расчет выбросов ПГ при стравливании газа из шлейфов и манифольдов

Для расчета используется методика расчета фугитивных выбросов Приказа Минприроды России от 27 мая 2022 г. № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» (Раздел 3 Приложения №2 «Фугитивные выбросы»).

Детально методика расчета фугитивных выбросов представлена в разделе, описывающем методологию расчета выбросов по базовому сценарию данного отчета.

Для удобства проведения расчетов, отсутствия искажения данных при ручном подсчете, а также с целью упрощения последующей проверки расчет произведем в программе Excel (файл «Расчетная модель», Приложение 1 к Отчету).

2.4.5. ОЦЕНКА УТЕЧЕК И ВТОРИЧНЫХ ЭФФЕКТОВ ПРОЕКТА

В связи с тем, что природный газ, перекачанный в газопровод, в дальнейшем будет подлежать сжиганию конечным потребителем, то для обеспечения консервативности расчетов принимаем в качестве наихудшего сценария 100% сжигание сохраненных объемов природного газа конечным потребителем в качестве downstream утечек. Соответственно, для обеспечения корректности расчетов необходимо добавить массу выбросов парниковых газов, образующихся при сжигании газа конечным потребителем к массе прочих проектных выбросов.

Необходимо также учитывать, что применение МКС не влияет на баланс природного газа. Предотвращенный от стравливания газ не увеличивает объем его продажи на рынке, так как объемы поставок газа конечным потребителям контрактуются заранее. Следовательно, спасенный газ снижает потребность в дополнительной добыче и не увеличивает общий объем утечек, возникающих от его транспортировки по газотранспортной системе, напротив снижая потенциальные утечки от места добычи до участка ремонтируемого газопровода. Для обеспечения консервативности расчетов данный эффект не учитывается в расчетах.

Расчет выбросов ПГ при сжигании природного газа конечным потребителем

Расчет выбросов парниковых газов при сжигании газа конечным потребителем производится в соответствии с Методическими указаниями (Раздел 1 «Стационарное сжигание топлива» Приложения №2 к Методическим указаниям).

Объем природного газа, подлежащего сжиганию конечным потребителем, определяется как разница между суммарным объемом перекачки (по базовому сценарию) за вычетом топливного газа, расходуемого МКС для своей работы. Исходим из консервативного предположения, что весь полученный объем природного газа (100%) будет сожжен.

Для удобства проведения расчетов, отсутствия искажения данных при ручном подсчете, а также с целью упрощения последующей проверки расчет произведем в программе Excel (файл «Расчетная модель», Приложение 1 к Отчету).

2.4.6. РАСЧЕТ СУММАРНЫХ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В СООТВЕТСТВИИ С ПРОЕКТНЫМ СЦЕНАРИЕМ

Таблица 8 Расчет суммарных выбросов парниковых газов (CO_{2-экв}) от проектной деятельности

Источник выбросов	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022
Выбросы от стационарного сжигания дизельного топлива	т.СО _{2-экв}	4,94	68,20	144,53	164,43
Выбросы от стационарного сжигания топливного газа в МКС	т.СО _{2-экв}	419,37	8 982,18	14 123,95	17 289,82
Выбросы от стационарного сжигания перекаченного газа конечным потребителем	т.СО _{2-экв}	33 451,12	727 014,06	1 217 180,90	1 474 801,60
Выбросы от стравливания остатков природного газа из шлейфов и манифольдов после окончания перекачки	т.СО _{2-экв}	19,42	498,56	854,68	1 045,68
Выбросы CO ₂ от перемещения МКС	т.СО _{2-экв}	40,28	506,03	1 417,06	1 577,95

Источник выбросов	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022
Суммарные выбросы парниковых газов от проектной деятельности в пересчете на CO ₂ -эквивалент	т.СО ₂ -экв	33 935,14	737 069,02	1 233 721,12	1 494 879,48

Для удобства проведения расчетов, отсутствия искажения данных при ручном подсчете, а также с целью упрощения последующей проверки расчет произведем в программе Excel (файл «Расчетная модель», Приложение 1 к Отчету).

2.4.7. РАСЧЕТ ПРЕДОТВРАЩЕННЫХ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ПО ПРОЕКТУ

Предотвращение (сокращение) выбросов по проекту рассчитываются следующим образом:

$$ER = BE - PE,$$

где:

ER – сокращение выбросов по проекту, т CO₂

BE – выбросы по базовому сценарию, т CO₂

PE – выбросы по проектному сценарию, т CO₂

Таблица 9 Расчет суммарного сокращения выбросов парниковых газов (CO₂-экв) от проектной деятельности

Источник выбросов	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022
Выбросы по базовому сценарию с учетом фактических данных по объемам перекачки	т.СО ₂ -экв	310 071,21	6 737 760,08	11 272 118,27	13 659 518,13
Выбросы по проектному сценарию	т.СО ₂ -экв	33 935,14	737 069,02	1 233 721,12	1 494 879,48
Сокращение выбросов парниковых газов от проекта	т.СО ₂ -экв	276 136,07	6 000 691,06	10 038 397,15	12 164 638,65

Для удобства проведения расчетов, отсутствия искажения данных при ручном подсчете, а также с целью упрощения последующей проверки расчет произведем в программе Excel (файл «Расчетная модель», Приложение 1 к Отчету).

3. ПОГРЕШНОСТИ И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ (ПО ПРОЕКТНОМУ СЦЕНАРИЮ)

ООО «Газпром МКС» принимает во внимание, что на точность количественной оценки выбросов ПГ могут повлиять некоторые неопределенности, в частности: погрешности измерений приборов учета расхода природного газа; методологические неточности расчетных методов определения объема природного газа и физико-химических характеристик топлив и углеводородных смесей (плотность, компонентный состав); риски преднамеренного или случайного искажения информации в процессе сбора, консолидации и обработки первичных данных, используемых для количественной оценки выбросов ПГ. Эти риски идентифицируются и управляются на всех стадиях сбора и обобщения отчетности.

С учетом Методических указаний Минприроды и международных стандартов по учету парниковых газов (A Corporate Accounting and Reporting Standard «The Greenhouse Gas Protocol») возможные отклонения показателей в результате совокупного действия всех возможных негативных факторов не являются значимыми, если в совокупности не превышают 5 % от общего количества выбросов ПГ.

Оценка общей неопределенности измерений и расчетов проведена в соответствии с Методикой определения погрешности (суммарной неопределенности) измерений и расчетов объема газа в реальных условиях эксплуатации узлов учета (МИ 3235 – 2009).

В соответствии с формулой косвенного сводного расчета объема газа при стандартных условиях основными составляющими погрешности результата вычисления являются:

- погрешность счетчика по измерению объема газа;
- погрешность определения количества закупаемого дизельного топлива;
- методическая погрешность расчетов (в т.ч. связанная с ошибками исполнителя).

Погрешность счетчика установлена в паспортах счетчика - 0,5 %; погрешности определения количества закупаемого дизельного топлива - 0,25 % (в соответствии с ГОСТ Р 58404-2019); методическая погрешность регистрации данных и расчетов определена в МИ 3235 – 2009 и составляет 1,073 %.

Общая неопределенность составляет корень квадратный из суммы квадратов погрешности счетчиков и методической погрешности расчетов и составляет 1,21 % (не превышает установленные 5%).

4. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТОВ

Для проведения расчетов выбросов по базовому и проектному сценарию использовались следующие исходные данные за 2019 – 2022 годы:

- данные из Реестров оказания услуг по перекачкам природного газа (Приложение 2 к Отчету);
- данные из Технических актов оказания услуг по перекачке природного газа перед проведением ремонтных работ с применением МКУ (Приложение 3 к Отчету);
- данные из Реестров путевых листов ООО «Газпром МКС» (Приложение 4 к Отчету).

5. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОЧИХ ИСТОЧНИКОВ, ПОГЛОТИТЕЛЕЙ И НАКОПИТЕЛЕЙ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ, СВЯЗАННЫХ С ПРОЕКТОМ ПО ПАРНИКОВЫМ ГАЗАМ

Кроме того, определены дополнительные к описанному проектному сценарию источники и накопители парниковых газов, связанных с проектом, как контролируемые проектом, так и связанные и затронутые им, указаны подходы к идентификации и управлению этими потоками применительно к проектной деятельности и базовому сценарию.

Таблица 10 Источники выбросов парниковых газов, связанные с проектом

Источник эмиссии парниковых газов	Состав выбросов парниковых газов	Включен/исключен из оценки и плана мониторинга	Неопределённость (высокая, средняя, низкая)	Пояснение	Уровень контроля и Меры управления
Производство оборудования, транспортных средств, запасных частей и расходных материалов для МКС (проектный сценарий)	Зависит от применяемой методологии подсчета или оценки	Исключен	Высокая	Российским регулятором не установлены методологии оценки для данного вида выбросов ПГ. Нет возможности получить верифицированные данные о выбросах парниковых газов от производителей перечисленного оборудования и т.п. Учитывая, что планируемый срок полезного использования основного оборудования и транспортных средств составляет не менее 5 лет, можно предположить (консервативно), что значения эмиссии парниковых газов от производства будут незначительны (ничтожно	Проектом не контролируется производство оборудования и транспортных средств для проекта, но эта деятельность связана с проектом. В качестве мер управления принимаются закупка оборудования у надежных производителей (серийное производство компрессорного оборудования, транспортных

Источник эмиссии парниковых газов	Состав выбросов парниковых газов	Включен/исключен из оценки и плана мониторинга	Неопределённость (высокая, средняя, низкая)	Пояснение	Уровень контроля и Меры управления
				малы) в сравнении с объемами предотвращенных с использованием МКС выбросов парниковых газов.	средств). Запланировано и забюджетировано своевременное проведение техобслуживания и ремонта, что позволяет увеличить срок полезного использования оборудования и транспортных средств.
Складская деятельность (проектный сценарий)	Отсутствуют	Исключен	Не применимо	На складе в Санкт-Петербурге хранятся запасные части для МКС. Требования к температурному режиму при хранении запчастей не установлено. Погрузчики на складе не используются (ручная разгрузка).	Не требуется.
Доставка сотрудников к месту работы (проектный сценарий)	Зависит от способа доставки (авиа-, ж/д, авто и т.п.), дальности доставки и применяемой методологии подсчета и оценки	Исключен	Высокая	Российским регулятором не установлены методологии оценки для данного вида выбросов ПГ. Расчет зависит от способа доставки, дальности, периодичности доставки, что невозможно с достаточной степенью точности определить заранее (на этапе проектирования). В состав МКС входит всего 7 работников, поэтому можно предположить, что значения эмиссии парниковых газов от доставки работников будут незначительны (ничтожно малы) в сравнении с объемами предотвращенных с использованием МКС выбросов парниковых газов.	Оптимизация количества персонала и логистических схем доставки сотрудников (при целесообразности).
Утечки газа при подключении оборудования МКС (проектный сценарий)	Отсутствуют	Исключен	Не применимо	Технология подключения - без сварки. При подключении шлейфов выбросов не может быть, т.к. они заполнены воздухом (в соответствии с технологией).	Не требуется.

Источник эмиссии парниковых газов	Состав выбросов парниковых газов	Включен/исключен из оценки и плана мониторинга	Неопределённость (высокая, средняя, низкая)	Пояснение	Уровень контроля и Меры управления
Утечки газа при подключении оборудования МКС (базовый сценарий)	Отсутствуют	Исключен	Не применимо.	Деятельность по базовому сценарию не осуществляется	Не требуется
Прочие утечки газа (базовый и проектный сценарий)	Отсутствуют	Исключен	Не применимо.	Утечки не определены, т.к. перекачиваемый (сохраненный) газ, есть результат предотвращения стравливания метана при ремонтных работах. Чем больше будет сохранено стравливаемого газа, тем меньше его будет произведено, т.е. потребление сохраненного газа не приведет к росту его потребления и, соответственно, к его добыче и к дополнительным выбросам, т.е. к утечкам.	Не требуется
Обращение с отходами от проектной деятельности	Зависит от способа обращения с отходами, вида отхода, применяемой в каждом случае технологии утилизации/размещения/обезвреживания	Исключен	Высокая	Российским регулятором не установлены методологии оценки для данного вида выбросов ПГ. Расчет зависит от способа обращения с отходами, вида отхода, применяемой в каждом случае контрагентом технологии, что невозможно с достаточной степенью точности определить. Транспортные средства и оборудование МКС имеют длительный срок эксплуатации, прочих отходов образуется немного, поэтому можно предположить, что значения эмиссии парниковых газов от данного процесса будут незначительны (ничтожно малы) в сравнении с объемами предотвращенных с использованием МКС выбросов парниковых газов.	Обращение с отходами организовано в соответствии с законодательством РФ и находится под управлением уполномоченного лица. Плата за негативное воздействие на окружающую среду вносится. Запланировано и забюджетировано своевременное проведение техобслуживания и ремонта, что позволяет увеличить срок полезного использования оборудования и транспортных средств.

6. УТВЕРЖДЕНИЕ О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ (СОКРАЩЕНИИ) ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В 2019 ГОДУ

Базовая линия выбросов парниковых газов (2019 г.) при ремонте участков магистрального газопровода без учета реализации проекта – 310 071,21 тонн CO₂ эквивалента.

Объем предотвращенных выбросов парниковых газов с учетом реализации проекта «Предотвращение выбросов парниковых газов (метана) с использованием мобильных компрессорных станций при подготовке участков магистральных трубопроводов к проведению ремонтных работ ООО «Газпром МКС» в 2019 году составил **276 136,07 тонн CO₂-эквивалента.**

7. УТВЕРЖДЕНИЕ О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ (СОКРАЩЕНИИ) ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В 2020 ГОДУ

Базовая линия выбросов парниковых газов (2020 г.) при ремонте участков магистрального газопровода без учета реализации проекта – 6 737 760,08 тонн CO₂ эквивалента.

Объем предотвращенных выбросов парниковых газов с учетом реализации проекта «Предотвращение выбросов парниковых газов (метана) с использованием мобильных компрессорных станций при подготовке участков магистральных трубопроводов к проведению ремонтных работ ООО «Газпром МКС» в 2020 году составил **6 000 691,06 тонн CO₂-эквивалента.**

8. УТВЕРЖДЕНИЕ О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ (СОКРАЩЕНИИ) ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В 2021 ГОДУ

Базовая линия выбросов парниковых газов (2021 г.) при ремонте участков магистрального газопровода без учета реализации проекта – 11 272 118,27 тонн CO₂ эквивалента.

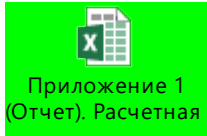
Объем предотвращенных выбросов парниковых газов с учетом реализации проекта «Предотвращение выбросов парниковых газов (метана) с использованием мобильных компрессорных станций при подготовке участков магистральных трубопроводов к проведению ремонтных работ ООО «Газпром МКС» в 2020 году составил **10 038 397,15 тонн CO₂-эквивалента.**

9. УТВЕРЖДЕНИЕ О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ (СОКРАЩЕНИИ) ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В 2022 ГОДУ

Базовая линия выбросов парниковых газов (2022 г.) при ремонте участков магистрального газопровода без учета реализации проекта – 13 659 518,13 тонн CO₂ эквивалента.

Объем предотвращенных выбросов парниковых газов с учетом реализации проекта «Предотвращение выбросов парниковых газов (метана) с использованием мобильных компрессорных станций при подготовке участков магистральных трубопроводов к проведению ремонтных работ ООО «Газпром МКС» в 2020 году составил **12 164 638,65 тонн CO₂-эквивалента.**

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСЧЕТНАЯ МОДЕЛЬ



Приложение 1
(Отчет). Расчетная

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ РЕЕСТРОВ ОКАЗАНИЯ УСЛУГ ПО ПЕРЕКАЧКАМ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Таблица 11 Данные из Реестра оказания услуг по перекачкам природного газа за 2019 год

Газпром трансгаз	ЛПУМГ	МГ забора газа	Участок (км-км)	Начало перекачки	Окончание перекачки	V сохр. газа (тыс.м3)	№ тех. акта	Дата тех. акта	ППР
Югорк	Пельмское	Уренгой-Петровск	987,6-1033,1	30/10/19	11/11/19	2,702.897	1	12/11/19	2019.01.ЮГР.Пел У-П 987,6-1033,1
Югорк	Ивдельское	Уренгой-Центр-1	1105-1146,9	15/11/19	22/11/19	3,578.014	2	22/11/19	2019.02.ЮГР.Ивд У-Ц-1 1105-1146,9
Югорк	Карпинское	Ямбург-Тула-2 (лупинг)	1385,7-1416,6	23/11/19	29/11/19	2,646.991	3	28/11/19	2019.03 ЮГР.Кар Я-Т-2 (Лупинг) 1385,7-1416,6
Югорк	Карпинское	Ямбург-Тула-2	1310,3-1357,7	30/11/19	05/12/19	2,009.160	4	05/12/19	2019.04 ЮГР.Кар Я-Т-2 1310,3-1357,7
Югорк	Комсомольское	Уренгой-Центр-1	902,1-956,7	13/12/19	20/12/19	4,213.349	5	20/12/19	2019.05.ЮГР.Ком У-Ц-1 902,1-956,7
Югорк	Комсомольское	Ямбург-Тула-1	1058,5-1206,5	07/12/19	11/12/19	3,484.171	6	11/12/19	2019.06.ЮГР.Ком Я-Т-1 1058,5-1206,5
Югорк	Пельмское	Уренгой-Петровск	987,6-1033,1	30/10/19	11/11/19	2,702.897	1	12/11/19	2019.01.ЮГР.Пел У-П 987,6-1033,1
Югорк	Ивдельское	Уренгой-Центр-1	1105-1146,9	15/11/19	22/11/19	3,578.014	2	22/11/19	2019.02.ЮГР.Ивд У-Ц-1 1105-1146,9
Югорк	Карпинское	Ямбург-Тула-2 (лупинг)	1385,7-1416,6	23/11/19	29/11/19	2,646.991	3	28/11/19	2019.03 ЮГР.Кар Я-Т-2 (Лупинг) 1385,7-1416,6
Югорк	Карпинское	Ямбург-Тула-2	1310,3-1357,7	30/11/19	05/12/19	2,009.160	4	05/12/19	2019.04 ЮГР.Кар Я-Т-2 1310,3-1357,7
Югорк	Комсомольское	Уренгой-Центр-1	902,1-956,7	13/12/19	20/12/19	4,213.349	5	20/12/19	2019.05.ЮГР.Ком У-Ц-1 902,1-956,7
Югорк	Комсомольское	Ямбург-Тула-1	1058,5-1206,5	07/12/19	11/12/19	3,484.171	6	11/12/19	2019.06.ЮГР.Ком Я-Т-1 1058,5-1206,5
Итого:						18,634.582			

Таблица 12 Данные из реестра оказания услуг по перекачкам природного газа за 2020 г.

№ п/п	Номер технического акта	Наименование объекта	Объем перекачанного (сохраненного) газа, тыс. м ³	Объем топливного газа, тыс. м ³
1	7	Участок МГ «Ямбург-Тула1» 1058,5 — 1206,5 км Комсомольского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	5 250,028	110,926
2	2/1	Участок МГ «Ямбург-Поволжье» 1263,2 — 1285,9 км Ивдельского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1 110,587	21,366
3	3-1	Участок МГ «Пунга-Вуктыл-Ухта-2» 417 — 447,5 км Вуктыльского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	2 744,483	16,435
4	1-1	Участок МГ «Ямбург-Тула1» 503,6 — 537,65 км Приозерного ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 756,873	31,856
5	4-1	Участок МГ «Уренгой-Центр 1» 2983 — 3030 км Донского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Москва»	3 273,075	36,101
6	2-2	Участок МГ «Ямбург-Елец 2» 1814-1903 Чайковского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	6 311,548	91,147
7	3-2	Участок МГ «Пунга-Ухта-Грязовец-3» (лупинг) 448 — 505 км Сосногорского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	4 410,382	26,274
8	1-2	Участок МГ «Ямбург-Западная граница» 770,7 — 800,9 км Бобровского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 344,647	26,837
9	4-2	Участок МГ «СРТО-Урал» 1646 — 1688 км Кунгурского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	2 920,106	38,945
10	1-3	Участок МГ МСП «Уренгой — Новопсков 617 км — Уренгой-Ужгород 626 км» 0-28,5 км Казымского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1 318,569	17,726
11	3-3	Участок МГ «Пунга-Ухта-Грязовец-3» 5 нитка 417 — 448 км Выкутского ЛПУМГ и 448-505 км Сосногорского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	5 745,059	47,506
12	2-3	Участок МГ «Ямбург-Тула1» 1158,3 — 1233,9 км Пельымского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 622,659	77,171

13	3-4	Участок МГ «Ухта-Торжок 2» 400 — 437 км Урдомского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 422,414	23,956
14	1-4	Участок МГ «Ямбург-Елец 1» 584,3 — 644,5 км Сосновского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 564,848	45,229
15	4-3	Участок МГ «СРТО-Урал» 1617 — 1647 км Горнозаводского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	2 191,282	51,318
16	4-4	Участок МГ «СРТО-Урал» 1555 — 1617 км Горнозаводского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	5 103,973	101,627
17	2-4	Участок МГ «Уренгой — Ужгород» 1156,0 — 1200,4 км Ивдельского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1 103,858	31,236
18	3-5	Участок МГ «Ухта-Торжок 3» 205,8 — 249 км Микуньского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 462,789	22,403
19	4-5	Участок МГ «Лупинг Ямбург-Тула 1» 1461 — 1491 км Гремячинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	2 418,931	41,143
20	1-5	Участок МГ «Уренгой-Центр 1» 201,0-272,0 км Ягельное ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 498,810	28,696
21	2-5	Участок МГ «Ямбург-Елец 2» 1072,9 — 1099,9 км Комсомольского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 449,672	29,765
22	3-6	Участок МГ «Пунга-Выктул-Ухта 2» (3 нитка) 505 км Сосногорского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	5 478,728	20,664
23	4-6	Участок МГ «СРТО-Урал» 1310,3 — 1358 км Карпинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1 850,443	35,420
24	3-7	Участок МГ «Ухта-Торжок 2» 363 — 400 км Урдомского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 347,353	14,403
25	2-6	Участок МГ «Ямбург-Поволжье» 1233,8 — 1259,6 км Ивдельского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 708,175	40,207
26	4-7	Участок МГ «Уренгой-Новопсков» 1295,4 — 1345 км Нижнетуринаского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	4 222,810	54,963
27	3-8	Участок МГ «Грязовец-Ленинград 1» 85 — 123 км Шекснинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	970,766	10,045
28	3-9	Участок Расширение МГ «Петровск-Елец» 204,5 км Башмаковского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Саратов»	1 600,000	12,559

29	4-8	Участок МГ «СРТО-Урал 2» 191,3 — 273 км Комсомольского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	3 198,560	32,327
30	2-7.1	Участок МГ «Лупинг Ямбург-Западная граница» 1431 — 1491 км Гремячинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	4 885,984	67,730
31	2-7.2	Участок МГ «Ямбург-Западная граница» 1411,7 — 1447,7 км Карпинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 592,950	36,470
32	3-10	Участок МГ «Ямбург-Тула 1» 2438 км Чебоксарского ЛПУМГ — филиала ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	2 642,584	29,876
33	1-6	Участок МГ «Грязовец-Ленинград 2» 290 — 330 км Шекснинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 266,957	9,612
34	4-9	Участок МГ «Уренгой-Новопсков» 1071,9 — 1146,2 км Ивдельского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	5 157,211	62,523
35	3-11	Участок МГ «Ямбург-Елец 2» 2197 — 2259 км Шеморданского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Казань»	4 900,324	50,672
36	1-7	Участок МГ «СЕГ 1» 189 — 236 км Шекснинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	4 322,139	16,193
37	3-12	Участок МГ «Ямбург-Тула-2» 2158 — 2182 км Вятского ЛПУМГ — филиала ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	1 496,751	19,416
38	1-8	Участок МГ «Грязовец-Торжок 4» 1155 — 1179 км Мышкинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	769,398	9,580
39	4-10.1	Участки МГ «СРТО-Урал» 1055,5 — 1080, 7 км и «Ямбург-Поволжье» 1058,8 — 1080,7 км Комсомольского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1 264,370	32,055
40	4-10.2	Участки МГ «СРТО-Урал» 1055,5 — 1080, 7 км и «Ямбург-Поволжье» 1058,8 — 1080,7 км Комсомольского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1 650,707	57,591

41	4-11	Участок МГ «СРТО-Урал» 1080,7 — 1131,9 км Комсомольского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1 698,165	41,251
42	3-13	Участок МГ «Ямбург-Тула-1» 2158 — 2185 км Вятского ЛПУМГ — филиала ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	1 519,854	18,690
43	2-8	Участок МГ «Уренгой-Новопсков» 1704 — 1757 км Алмазное ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	4 801,657	63,649
44	5-1	Участок МГ «Уренгой-Центр 2» 2801,64 — 2849,66 км филиала «Моршанское ЛПУМГ» ООО «Газпром трансгаз Москва»	4 677,156	51,180
45	3-14	Участок МГ «Ямбург-Елец 1» 2716 — 2735,6 км Торбеевского ЛПУМГ — филиала ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	1 511,564	17,078
46	1-9	Участок МГ «Ухта-Торжок 2» (2 нитка) 573 — 642 км Нюксенского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 882,427	12,384
47	2-9	Участок МГ «Ямбург-Тула 1» 2015 — 2063 км Увинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	3 577,443	51,847
48	3-15	Участок МГ «Ямбург-Тула 2 2516,5 — 2606 км, 89,5 км» Арзамасского ЛПУМГ — филиала ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	1 948,278	22,429
49	6-1	Участок МГ «Ухта-Торжок-3» 1,5 — 39 км Сосногорского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	3 107,181	18,116
50	1-10	Участок МГ «Ухта-Торжок 3» 920-943 км Грязовецкого ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 748,369	6,772
51	4-12	Участок МГ «Ямбург-Западная граница» 1305,1 — 1353,0 км Карпинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 850,106	47,351
52	2-10	Участок МГ «Ямбург-Елец 1» 1703 — 1747 км Бардымское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	4 411,721	60,850
53	7-1	Участок МГ «Ямбург-Елец-1» 2199 — 2259 км Шеморданского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Казань»	4 099,412	30,791
54	5-2	Участок МГ «Уренгой-Центр-2» 852 — 902,4 км Таежного ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	949,424	22,493

55	6-2	Участок МГ «Ухта-Торжок 3» 303 — 361 км Урдомского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	3 337,834	34,676
56	3-16	Участок МГ «Ямбург-Елец 2» 2814 — 2841 км Торбеевского ЛПУМГ — филиала ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	3 478,311	27,974
57	1-11	Участок МГ «СЕГ-2» 126-177 км Шекснинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	3 217,609	11,953
58	6-3	Участок МГ «Пунга-Ухта-Грязовец 4» 254,2 км и «СРТО-Торжок 5» 1574,6 км Микуньского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	4 002,866	2,636
59	4-13	Участок МГ «Ямбург-Елец 2» 1353,5 — 1448,9 км Карпинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	4 613,565	108,575
60	7-2	Участок МГ «Уренгой-Центр 1» 2228-2244 км Волжского ЛПУМГ, филиала ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	1 282,776	17,463
61	3-17	Участок МГ «Починки-Ярославль» 268-315 км Владимирского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	3 693,036	34,254
62	1-12	Участок МГ «Ухта-Торжок 2 (Ямал) (7 нитка)» 1869-1887,7 км Юбилейного ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 915,769	17,671
63	2-11	Участок МГ «Уренгой-Петровск» 1476,0-1524, 1473,44-1476,0 км Кунгурское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	5 352,725	70,468
64	7-3	Участок МГ «Ямбург-Елец-1» 2291-2321 км Волжского ЛПУМГ, филиала ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	2 053,912	24,624
65	6-4	Участок МГ «Ухта-Торжок-3» 871-920 км Грязовецкого ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	4 086,309	20,362
66	1-13	Участок МГ «Ухта-Торжок 2 (Ямал) (7 нитка)» 1887,7-1926,4 км Юбилейного ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	2 878,141	19,241
67	5-3	Участки МГ «Ямбург-Тула 1» 599,0-684,9 км и «Ямбург-Тула 2» 628,9-657,9 км Сосновского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	6 855,152	119,192
68	7-4	Участок МГ «Ямбург-Елец-1» 2324-2368,6 км Волжского ЛПУМГ, филиала ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	3 494,430	48,795
69	3-18	Участки МГ «Ямбург-Елец 2» 2788-2814 км и МГ «Ямбург-Западная граница» 2792-2818 км Торбеевского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	3 984,528	42,333

70	4-14	Участки МГ «Ямбург-Тула 1» 836-865 км и «Ямбург-Западная граница» 801-832 км Октябрьского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1 948,261	30,925
71	2-12	Участок МГ «Ухта-Торжок-3» 361,0-400,0 км Урдомское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	2 318,517	34,695
72	4-15	Участки МГ «Ямбург-Западная граница СССР» (Прогресс) 801-832 км и «Ямбург-Тула 1» 805-836 км Октябрьского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 190,133	32,182
73	1-14	Участок МГ «Ухта-Торжок 2» 896-920 км Грязовецкого ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	862,522	4,286
74	7-5	Участок МГ «Ямбург-Тула-2» 2112-2182 км Вятского ЛПУМГ, филиала ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	3 021,137	49,216
75	6-5	Участок МГ «Ухта-Торжок-3» 725-797 км Юбилейного ЛПУМГ ООО «Газпром Трансгаз Ухта»	4 554,336	30,239
76	2-13	Участок МГ «Ямбург-Тула-2» 2510-2540,0 км Арзамасское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	2 105,460	34,617
77	1-15	Участок МГ «Ухта-Торжок 2» 843-871 км Грязовецкого ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 056,293	8,560
78	3-19	Участок МГ «Ямбург-Западная граница» 2540-2592 км Сеченовского ЛПУМГ — филиала ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	3 469,781	43,691
79	5-4	Участок МГ «Уренгой-Ужгород» 654,6-688,2 км Бобровского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 393,810	30,745
80	4-16	Участок МГ «Уренгой-Петровск» Комсомольского ЛПУМГ ООО Газпром трансгаз Югорск»	2 425,709	49,733
81	7-6	Участок МГ «Починки-Ярославль» 126-147 км Арзамасского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	1 624,349	18,262
82	1-16	Участок МГ «Ухта-Торжок 2» 971-1001 км Грязовецкого ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	969,978	8,268
83	6-6	Участок МГ «Ухта-Торжок-3» 799-842 км Юбилейного ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	2 850,058	24,695
84	1-17	Участок МГ «Ухта-Торжок-1» 249,5-299,7 км Микуньское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 331,736	11,614

85	7-7	Участок МГ «Уренгой-Ужгород» 2083-2142 км Шеморданского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Казань»	4 498,028	49,029
86	3-20	Участок МГ «Ямбург-Елец 1» 1768-1787 км Бардымского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	1 524,941	19,593
87	5-5	Участки МГ «Надым-Пунга 5 (Уренгой-Грязовец) 399-429,8 км и МГ «Уренгой-Петровск» 612-643,4 км Казымского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	6 711,258	62,541
88	2-14	Участок МГ «Ямбург-Елец 2» 2876,7-3053 км Моршанского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Москва»	4 569,285	77,424
89	6-7	Участок МГ «Ухта-Торжок-1» 1130-1179 км Мышкинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 785,349	20,084
90	1-18	Участок МГ «Ухта-Торжок-3» 175-137 км Синдорское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	2 813,546	18,808
91	7-8	Участок «Уренгой-Помары-Ужгород» 2628-2658 км Торбеевского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	2 486,708	25,754
92	4-17.1	Участок МГ «Уренгой-Центр 1» 1358-1408 км Нижнетуринаского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	5 653,582	127,771
93	4-17.2	Участок МГ «Уренгой-Центр 1» 1408-1430,4 км Горнозаводского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	2 709,845	0,000
94	6-8	Участок МГ «Ухта-Торжок-3» 871-896 км Грязовецкого ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 850,929	12,832
95	3-21	Участок МГ «Уренгой-Петровск» 1524-1549 км Кунгурского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	2 625,309	24,556
96	3-22	Участок МГ «Уренгой-Петровск» 1549-1569 км Кунгурского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	2 158,659	21,972
97	7-9	Участок МГ «Уренгой-Петровск» 1944,3-1993,2 км Дюртюлинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа»	3 966,230	49,954
98	1-19	Участок МГ «Ухта-Торжок 2» 363-437 км Урдомского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	2 317,396	25,204
99	6-9	Участок МГ «Грязовец-Ленинград-2» 132-157 км Шекснинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 070,498	11,791

100	5-6	Участок МГ «Ямбург-Елец-2» 880-903 км Таежного ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1 869,314	20,631
101	2-15	Участок МГ «Ямбург-Тула-1» 1361,3-1416,6 км Карпинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	5 351,887	86,533
102	5-7	Участок МГ «Уренгой-Центр-2» 777-825 км Таежного ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1 075,932	23,352
103	6-10	Участок МГ «Ухта-Торжок-1» 654-688 км Нюксенского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 512,060	14,350
104	4-18	Участок МГ «СРТО-Урал» 651,9-682,6 км Верхнеказымского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 351,463	32,148
105	1-20	Участок МГ «Ухта-Торжок-3» 88-135 км Синдорского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	3 201,166	20,638
106	3-23	Участок МГ «Ямбург-Поволжье» 1900,1-1941,16 км Полянского ЛПУМГ филиала ООО «Газпром трансгаз Уфа»	3 005,077	24,225
107	5-8	Участок МГ «Ямбург-Тула-2» 989,9-1055,8 км Комсомольского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	3 054,343	32,533
108	2-16	Участок МГ «Надым-Пунга-4» 1,3-44,0 км Надымского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	854,212	19,751
109	7-10	Участок МГ «Уренгой-Ужгород» 2684-2710 км, МГ «Уренгой-Центр 1» 2686-2710,3 км Торбеевского ЛПУМГ, филиала ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	4 186,540	48,899
110	6-11	Участок МГ «Вуктыл-Ухта-2»: 192.0 от 1,4-193 км Ду 1200 2,6-37 км Вуктыльского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 092,040	8,175
111	5-9	Участок МГ «Уренгой-Ужгород» 1227,6-1244,7 км Краснотурьинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	578,124	8,444
112	4-19	Участок МГ «Уренгой-Центр 2» 479,0-565,733 км Верхнеказымского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	5 332,917	103,081
113	2-17	Участок МГ «Уренгой-Петровск» 217,3-257,4 км Надымского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 406,703	43,237
114	1-21	Участок МГ «СРТО-Торжок 2» 128,4-149,9 км Пангодинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1 945,523	18,588

115	1-22	Участок МГ «Ямбург-Елец 1» 460-488,2 км Приозерного ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1 076,189	15,353
116	5-10	Участок МГ «Ухта-Торжок-3» 40-88 км Синдорского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	3 761,938	19,885
117	4-20	Участок МГ «Ямбург-Тула 2» 805,5-836,0 км Бобровского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 567,029	29,138
118	7-11	Участок МГ «СЕГ-3» 33-85 км Грязовецкого ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	5 109,203	54,272
119	3-24	Участок МГ «Прогресс» 3417,8-3472,6 км филиала «Курское ЛПУМГ» ООО «Газпром трансгаз Москва»	5 629,471	58,376
120	2-18	Участок МГ «СРТО-Урал» 88,7-191,6 км Ныдинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	4 577,670	70,863
121	6-12	Участок МГ «Торжок-Минск-Ивацевичи-1» 153,2-201,14 км Холм-Жирковского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»	855,635	13,110
122	1-23	Участок МГ «Уренгой-Центр 1» 272-296,2 км Ягельное ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1 054,470	13,014
123	5-11	Участок МГ «Ямбург-Тула 2» 1263,0-1286,0 км Ивдельского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 390,534	21,344
124	3-25	Участок МГ «Уренгой-Ужгород» 3149-3181,2 км филиал «Курское ЛПУМГ» ООО «Газпром трансгаз Москва»	1 222,889	23,085
125	6-13	Участок МГ «Грязовец-Ленинград-2» 251-290 км Шекснинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 036,407	7,139
126	7-12	Участок МГ «Пунга-ухта-Грязовец 3 5-я нитка» 448-505 км Сосногорского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	4 230,284	22,637
127	4-21	Участок МГ «Ямбург-Западная граница СССР» 1103,0-1149,6 км Пельымского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1 518,543	24,562
128	2-19	Участок МГ «СРТО-Урал» 1,1-62,2 км Ямбургского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 614,500	34,665
129	3-26	Участок МГ «Ямбург-Елец 1» 2980,7-3008,5 км филиала Моршанского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Москва»	1 513,657	20,616
130	6-14	Участок МГ «Ухта-Торжок-2» 205,8-249,5 км Микуньского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 755,170	16,203

131	7-13	Участок МГ «Ухта-Торжок 1» (1 нитка) 88-135 км Синдорского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 547,939	23,469
132	5-12	Участок МГ «СРТО-Торжок-2» 149,9-171,1 км Пангодинское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	729,310	19,616
133	4-22	Участок МГ «Ямбург-Западная граница СССР» 1053,4-1075,8 км Комсомольского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1 841,735	22,592
134	1-24	Участок МГ «Уренгой-Петровск» 1237,2-1262,6 км Краснотурьинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1 306,583	17,008
135	6-15	Участок МГ «Ухта-Торжок-3» 1059-1075 км Мышкинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 191,438	12,184
136	5-13	Участок МГ «Ямбург-Поволжье» 499,9-532, 224 км Приозерного ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 205,579	31,621
137	2-20	Участок МГ «Ямбург-Елец 1» 405,6-460,0 км Ягельное ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 363,874	52,581
138	4-23	Участок МГ «Уренгой-Ужгород» 851,8-902,7 км Таежного ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1 052,654	21,275
139	8-1	Участок МГ «Пунга-Ухта-Грязовец-4» 799-842 км Юбилейного ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	2 623,976	25,069
140	7-14	Участок МГ «САЦ-4-1» 284-375 км Фроловского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Волгоград»	3 999,969	35,212
141	1-25	Участок МГ «Уренгой-Центр 2» 1330,6-1356,0 км Нижнетуринского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	499,763	8,799
142	3-27	Участок МГ «Петровск-Новопсков» 145-173 км Балашовского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Саратов»	1 157,660	16,001
143	6-16	Участок МГ «Грязовец-Ленинград-1» 157-189 км Шекснинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	819,680	8,126
144	8-2	Участок МГ «Торжок-Минск-Ивацевичи-3» 28,0-76,8 км филиала ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» - Торжокское ЛПУМГ	795,982	12,725
145	7-15	Участок МГ «Пунга-Ухта-Грязовец-4» (4 нитка) 610-642 км Нюксенского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 955,714	16,098
146	5-14	Участок МГ «Уренгой-Новопсков» 647,7-685 км Казымского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 441,621	31,321

147	4-24	Участок МГ «Уренгой-Петровск» 802,8-849,9 км Комсомольского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	808,012	15,717
148	6-17	Участок МГ «Пунга-Вуктыл-Ухта-1» 386-448 км Вуктыльского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 237,527	17,006
149	1-26	Участок МГ «Уренгой-Новопсков» 1194,0-1221,1 км Краснотурьинского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1 420,108	15,256
150	8-3	Участок МГ «Пунга-Ухта-Грязовец-4» 331-361 км Урдомского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	2 144,089	20,577
151	2-21	Участок МГ «Ухта-Торжок 2» (2 нитка) 251,1-299,7 км Микуньского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Ухта»	1 617,326	18,664
152	3-28	Участок МГ «Уренгой-Ужгород» 798,3-825 км Таежного ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 088,348	23,370
153	1-27.1	Участок МГ «Ямбург-Елец 1» 1143,5-1174,8 км Пельимского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	1 023,000	15,461
154	5-15.1	Участок МГ «Ямбург-Западная граница СССР (Прогресс)» 687,0-716,3 км Верхнеказымского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Югорск»	2 150,000	20,989

Данные за 2021-2022 годы прилагаются отдельными файлами к Отчету.



Реестр оказания
услуг по перекачке

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ИЗ ТЕХНИЧЕСКИХ АКТОВ ОКАЗАНИЯ УСЛУГ ПО ПЕРЕКАЧКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПЕРЕД ПРОВЕДЕНИЕМ РЕМОНТНЫХ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ МКУ

Данные из технических актов за 2019 год (для удобства проведения расчета переведены в тыс. м³):

Таблица 13 Данные из технических актов за 2019 год

№ технического акта	Дата тех. акта	Объем перекачанного газа, тыс. м ³	Объем топливного газа, тыс. м ³	Общий объем (забор газа из трубопровода), тыс. м ³
1	12.11.2019	2 702,897	33,020	2 735,917
2	22.11.2019	3 578,014	57,522	3 635,536
3	28.11.2019	2 646,991	32,245	2 679,236
4	05.12.2019	2 009,16	32,853	2 042,013
5	20.12.2019	4 213,349	39,629	4 252,978
6	11.12.2019	3 484,171	38,374	3 522,545
Итого:		18 634,582	233,643	18 868,225

Данные за 2020-2022 годы прилагаются отдельными файлами к Отчету.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ИЗ РЕЕСТРОВ ПУТЕВЫХ ЛИСТОВ ООО «ГАЗПРОМ МКС»

Таблица 14 Данные из справки о годовом расходе дизельного топлива за 2019 год

№ п/п	№ тех. акта	Дата тех. акта	Вл, вольво1	Вл, вольво2	Вл, кму	Вл, ПАРМ	ЛРА, л
1	1	12/11/19	1793	1690	809	201	601
2	2	22/11/19	0	0	1779	0	0
3	3	28/11/19	0	0	0	1812	167
4	4	05/12/19	498	0	158	0	30
5	5	20/12/19	1951	2013	385	557	140
6	6	11/12/19	461	0	311	468	888
Итого			4703	3703	3442	3038	1826

Таблица 15 Данные из справки о годовом расходе дизельного топлива за 2020 год

№ п/п	№ тех. акта	Дата тех. акта	Вл, вольво1	Вл, вольво2	Вл, кму	Вл, ПАРМ	ЛРА, л
1	7	09/01/20	0	0	0	0	0
2	2/1	21/01/20	477	275	833	567	1700
3	3-1	23/01/20	1472	1497	1334	947	1002
4	1-1	28/01/20	1497	1345	1647	1141	1920
5	4-1	03/02/20	1612	1659	1755	891	706
6	2-2	10/02/20	0	0	0	0	0
7	3-2	10/02/20	0	0	0	0	0
8	1-2	10/02/20	0	0	0	0	0
9	4-2	17/02/20	0	0	0	0	0
10	1-3	19/02/20	0	0	477	0	0
11	3-3	21/02/20	686	767	719	423	344
12	2-3	28/02/20	875	922	840	210	650
13	3-4	04/03/20	0	0	0	0	0
14	1-4	05/03/20	430	461	0	514	941
15	4-3	02/03/20	0	0	0	0	0
16	4-4	10/03/20	0	31	0	140	267
17	2-4	08/03/20	0	0	0	0	0
18	3-5	13/03/20	0	0	24	0	47
19	4-5	19/03/20	0	0	0	269	85
20	1-5	20/03/20	52	48	0	11	70
21	2-5	21/03/20	96,8	103	153	149	356
22	3-6	24/03/20	310	236	370	507	56
23	4-6	01/04/20	321	416	491	143	250
24	3-7	01/04/20	336	344	141	344	6
25	2-6	02/04/20	237	167	173	150	230
26	4-7	20/04/20	124	124	188	183	183
27	3-8	18/04/20	657	0	24	0	0
28	3-9	29/04/20	22	555	652	477	7
29	4-8	06/05/20	260	249	255	0	18

30	2-7.1	06/05/20	284	190	210	291	181
31	2-7.2	06/05/20	0	0	0	0	0
32	3-10	10/05/20	320	388	304	434	12
33	1-6	11/05/20	547	576	669	611	165
34	4-9	15/05/20	84	93	341	0	54
35	3-11	19/05/20	27	103	366	63	56,5
36	1-7	25/05/20	31	43	39	16	23
37	3-12	26/05/20	73	96	119	59	24,5
38	1-8	31/05/20	286	307	275	225	46,5
39	4-10.1	01/06/20	32	92	129	24	118
40	4-10.2	01/06/20	0	0	0	0	0
41	4-11	06/06/20	64	14	55	0	47
42	3-13	03/06/20	27	0	49	0	14
43	2-8	08/06/20	308	290	267	172	91
44	5-1	09/06/20	662	701	713	704	28
45	3-14	10/06/20	400	373	391	330	36
46	1-9	15/06/20	355,2	413	370	286	22,5
47	2-9	16/06/20	346	358	337	238	158
48	3-15	19/06/20	138	142	66	89	14
49	6-1	20/06/20	1231	1212	1142	910	194
50	1-10	23/06/20	25	206	221	151	0
51	4-12	23/06/20	338	409	347	218	125,5
52	2-10	29/06/20	287	0	309	215	78
53	7-1	28/06/20	906	825	833	669	0
54	5-2	30/06/20	104	102	374	120	242
55	6-2	02/07/20	337	428	412	292	100
56	3-16	02/07/20	209	0	190	150	50
57	1-11	03/07/20	75	100	22	0	0
58	6-3	10/07/20	11	246	311	190	0
59	4-13	10/07/20	67	41	94	0	69
60	7-2	12/07/20	54	54	40	0	50
61	3-17	14/07/20	0	236	322	145	27
62	1-12	16/07/20	186	167	377	45	177
63	2-11	17/07/20	102	129	262	57	140
64	7-3	18/07/20	25	52	111	41	100
65	6-4	20/07/20	646	635	783	0	0
66	1-13	24/07/20	164	29	141	0	24
67	5-3	03/08/20	184	198	167	143	88
68	7-4	26/07/20	27	53	66	77	135
69	3-18	27/07/20	246	240	259	0	22
70	4-14	25/07/20	239	249	379	230	54
71	2-12	27/07/20	705	652	168	445	62

72	4-15	03/08/20	182	155	137	112	12
73	1-14	03/08/20	133	132	0	122	120
74	7-5	04/08/20	368	127	233	138	0
75	6-5	06/08/20	146	0	0	0	0
76	2-13	08/08/20	726	720	797	445	120
77	1-15	10/08/20	53	75	87	226	76
78	3-19	10/08/20	355	183	184	334	186
79	5-4	12/08/20	154	107	146	89	146
80	4-16	13/08/20	41	58	116	42	208,5
81	7-6	14/08/20	24	26	176	27	20
82	1-16	14/08/20	133	112	119	62	30
83	6-6	19/08/20	0	53	337	0	10
84	1-17	25/08/20	763	618	683	0	0
85	7-7	26/08/20	395	367	398	270	10
86	3-20	26/08/20	616	590	655	472	66
87	5-5	27/08/20	53	47	109	44	134
88	2-14	28/08/20	299	307	330	274	230
89	6-7	31/08/20	354	289	303	255	50
90	1-18	02/09/20	57	152	134	99	17
91	7-8	02/09/20	387	444	432	356	2
92	4-17.1	11/09/20	697	276	365	373	241
93	4-17.2	11/09/20	0	0	0	0	0
94	6-8	08/09/20	290	326	260	205	20
95	3-21	10/09/20	148	0	261	112	78
96	3-22	16/09/20	10	0	53	0	18
97	7-9	16/09/20	24	52	117	23	200
98	1-19	14/09/20	78	80	35	33	0
99	6-9	14/09/20	194	95	139	80	33
100	5-6	15/09/20	936	880	234	479	77,5
101	2-15	18/09/20	23	24	50	250	270
102	5-7	21/09/20	24	0	80	73	48,5
103	6-10	25/09/20	271	276	319	172	23
104	4-18	24/09/20	473	461	89	376	106
105	1-20	26/09/20	349	346	439	189	39
106	3-23	28/09/20	260	0	161	170	65
107	5-8	30/09/20	103	151	222	1	139
108	2-16	01/10/20	1035	1036	875	485	0
109	7-10	01/10/20	677	696	769	554	10
110	6-11	07/10/20	1043	1116	1120	872	76
111	5-9	07/10/20	205	258	156	156	108
112	4-19	09/10/20	2	52	66	9	303
113	2-17	09/10/20	51	26	100	10	100
114	1-21	10/10/20	154	154	486	186	290
115	1-22	16/10/20	211	201	192	221	36
116	5-10	19/10/20	771	860	725	725	104
117	4-20	19/10/20	95	99	95	110	219,5

118	7-11	20/10/20	52	64	263	78	5
119	3-24	20/10/20	1031	0	998	753	222
120	2-18	26/10/20	316	319	240	130	444
121	6-12	26/10/20	1020	998	994	971	210
122	1-23	26/10/20	114	159	125	140	146
123	5-11	30/10/20	847	921	959	610	200
124	3-25	02/11/20	102	0	75	70	115
125	6-13	02/11/20	625	647	594	741	130
126	7-12	04/11/20	0	1006	874	780	151
127	4-21	08/11/20	465	511	380	230	125
128	2-19	11/11/20	508	444	383	335	325
129	3-26	12/11/20	204	0	355	199	101
130	6-14	16/11/20	926	924	909	700	80
131	7-13	15/11/20	130	147	293	163	284
132	5-12	18/11/20	1114	1027	1041	836	548
133	4-22	18/11/20	104	108	135	144	365
134	1-24	24/11/20	293	437	250	170	61
135	6-15	30/11/20	727	698	769	637	44
136	5-13	30/11/20	249	229	293	386	441
137	2-20	29/11/20	421	441	520	1402	512
138	4-23	29/11/20	126	141	235	126	340
139	8-1	30/11/20	492	502	564	424	354
140	7-14	01/12/20	312	0	1271	942	300
141	1-25	04/12/20	356	249	481	334	260
142	3-27	05/12/20	0	1003	508	406	231
143	6-16	08/12/20	355	340	374	308	130
144	8-2	14/12/20	580	0	725	54	175
145	7-15	15/12/20	199	0	1179	580	365
146	5-14	17/12/20	387	376	409	416	630
147	4-24	21/12/20	54	142	282	263	272
148	6-17	23/12/20	502	525	360	681	137
149	1-26	22/12/20	107	130	190	9	507
150	8-3	25/12/20	320	676	1001	830	320
151	2-21	28/12/20	81	84	98	92	48
152	3-28	31/12/20	0	0	0	0	0
153	1-27.1	31/12/20	782	0	0	0	190
154	5-15.1	31/12/20	923	503	514	1371	725
Итого			47804	45419	53531	40248	25201,5

Данные за 2021-2022 годы прилагаются отдельными файлами к Отчету.

Прошито, пронумеровано и скреплено печатью:
56 (подписи И.С.Д.) лист 06

Должность: Генеральный директор
ООО «Газпром МКС»

Подпись _____

/А.С. Дандиев

