

**Общество с ограниченной ответственностью
«Красноярскгазпром нефтегазпроект»**



Свидетельство СРО № П-993-2016-2466091092-175 от 22 декабря 2016 г.

Заказчик – ООО «Газпром инвест»

Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-4, УКПГ-9. Объединение УКПГ-2 и УКПГ-3, УКПГ-6 и УКПГ-7, УКПГ-1 и УКПГ-2

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Оценка воздействия на окружающую среду

Книга 1. Текстовая часть

1004023ПД/04-ОВОС1

Общество с ограниченной ответственностью
«Красноярскгазпром нефтегазпроект»



Свидетельство СРО № П-993-2016-2466091092-175 от 22 декабря 2016 г.

Заказчик – ООО «Газпром инвест»

Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-4, УКПГ-9. Объединение УКПГ-2 и УКПГ-3, УКПГ-6 и УКПГ-7, УКПГ-1 и УКПГ-2

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Оценка воздействия на окружающую среду

Книга 1. Текстовая часть

1004023ПД/04-ОВОС1

Первый заместитель генерального директора

Г. С. Оганов

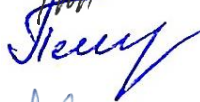


Главный инженер проекта

А. А. Толмачев

Инд. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Список исполнителей

Должность	Подпись	Дата	Фамилия
Главный инженер проекта		30.07.22	А. А. Толмачев
Начальник отдела		30.07.22	А. С. Петровский
Руководитель группы		30.07.22	А. П. Савенкова
Заместитель руководителя группы		30.07.22	Н. П. Горюхина
Ведущий инженер		30.07.22	Н. Ю. Кудрявцева
Инженер 1 категории		30.07.22	Т. В. Семенова

Оглавление

1	Общие сведения.....	7
2	Характеристика намечаемой деятельности.....	11
2.1	Цель и потребность реализации намечаемой хозяйственной деятельности.....	11
2.2	Местоположение объекта.....	15
2.3	Назначение и состав проектируемого объекта.....	18
2.4	Основные проектные решения.....	29
2.4.1	Технологические решения.....	29
2.4.1.1	МКУ.....	30
2.4.1.2	УКПГ-1, УКПГ/УППГ-2, УКПГ/УППГ-3, УКПГ-4 и УКПГ/УППГ-7.....	62
2.4.1.3	Газосборные сети.....	117
2.4.1.4	Система межпромысловых коллекторов.....	140
2.4.1.5	Узлы приема очистных устройств.....	146
2.4.2	Схема планировочной организации земельного участка.....	149
2.4.3	Конструктивные и объемно-планировочные решения.....	152
2.4.4	Система электроснабжения.....	156
2.4.5	Система водоснабжения и водоотведения.....	161
2.4.6	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.....	169
2.5	Основные решения по организации строительства.....	180
3	Описание альтернативных вариантов достижения цели намечаемой хозяйственной и иной деятельности.....	187
4	Описание возможных видов воздействия на окружающую среду намечаемой хозяйственной и иной деятельности по альтернативным вариантам.....	188
5	Описание окружающей среды, которая может быть затронута намечаемой хозяйственной и иной деятельностью в результате ее реализации (по альтернативным вариантам).....	190
5.1.1	Климатическая характеристика и состояние атмосферного воздуха.....	190
5.1.2	Геоморфология и рельеф.....	191
5.1.3	Гидрография.....	192
5.1.4	Геологическое строение.....	194
5.1.5	Гидрогеологические условия.....	195
5.1.6	Геокриологические условия.....	196
5.1.7	Характеристика почвенного покрова.....	197
5.1.8	Растительный покров.....	199
5.1.9	Животный мир.....	201
5.1.10	Территории с ограничениями на ведение хозяйственной деятельности.....	202

6	Оценка воздействия на окружающую среду намечаемой хозяйственной и иной деятельности по альтернативным вариантам, в том числе оценка достоверности прогнозируемых последствий намечаемой инвестиционной деятельности.....	213
6.1	Результаты оценки воздействия на атмосферный воздух.....	213
6.1.1	Период строительства.....	213
6.1.1.1	Перечень и характеристика источников выбросов загрязняющих веществ	213
6.1.1.2	Перечень и характеристика загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу.....	214
6.1.1.3	Определение уровня загрязнения атмосферы и зоны влияния выбросов	218
6.1.2	Период эксплуатации.....	221
6.1.2.1	Перечень и характеристика источников выбросов загрязняющих веществ	221
6.1.2.2	Перечень и характеристика загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу.....	229
6.1.2.3	Расчет выбросов загрязняющих веществ и параметры источников выбросов загрязняющих веществ	238
6.1.2.4	Определение уровня загрязнения атмосферы и зоны влияния выбросов	239
6.2	Результаты оценки воздействия от физических факторов	247
6.2.1	Перечень видов воздействия	247
6.2.2	Акустическое воздействие	247
6.2.3	Нормируемые параметры и допустимые уровни шума на территории жилой застройки.....	248
6.2.4	Период строительства.....	248
6.2.4.1	Расчет уровня шумового воздействия.....	249
6.2.5	Период эксплуатации.....	250
6.2.5.1	Перечень и характеристика источников шума.....	250
6.2.5.2	Расчеты уровня шумового воздействия	255
6.2.5.3	Другие факторы физического воздействия	257
6.3	Результаты оценки воздействия на земельные ресурсы	258
6.3.1	Период строительства.....	258
6.3.1.1	Источники и виды воздействия на земельные ресурсы и почвенный покров.....	258
6.3.1.2	Потребность в земельных ресурсах.....	261
6.3.2	Период эксплуатации.....	262
6.3.2.1	Источники и виды воздействия на земельные ресурсы, почвенный покров	262
6.4	Результаты оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на водные объекты и водные биоресурсы	262
6.4.1	Период строительства.....	262
6.4.1.1	Источники и виды воздействия на поверхностные и подземные воды	262
6.4.1.2	Водопотребление и водоотведение	273

6.4.2	Период эксплуатации.....	274
6.4.2.1	Источники и виды воздействия на поверхностные и подземные воды.....	274
6.4.2.2	Водопотребление и водоотведение.....	278
6.5	Результаты оценки воздействия отходов на окружающую среду.....	281
6.5.1	Период строительства.....	281
6.5.1.1	Перечень и характеристика источников образования отходов.....	281
6.5.1.2	Суммарное образование отходов.....	283
6.5.1.3	Обращение с отходами производства и потребления.....	286
6.5.2	Период эксплуатации.....	293
6.5.2.1	Перечень и характеристика источников образования отходов.....	293
6.5.2.2	Перечень и количество образующихся отходов.....	294
6.5.2.3	Обращение с отходами производства и потребления.....	297
6.6	Результаты оценки воздействия на геологическую среду.....	301
6.6.1	Период строительства.....	301
6.6.2	Период эксплуатации.....	302
6.7	Результаты оценки воздействия на ландшафты и их биотические компоненты.....	304
6.7.1	Воздействие на ландшафты.....	304
6.7.2	Воздействие на растительность.....	305
6.7.3	Воздействие на животный мир.....	307
6.7.4	Воздействие на ихтиофауну.....	309
6.7.5	Оценка воздействия на ООПТ, исторические и археологические памятники.....	309
6.7.5.1	Прогнозная оценка воздействия ООПТ.....	309
6.7.5.2	Прогнозная оценка воздействия на исторические и археологические памятники.....	309
6.8	Результаты оценки воздействия на социальные условия и здоровье населения.....	311
6.8.1	Прогнозная оценка изменения социально-экономической ситуации.....	311
6.9	Результаты оценки воздействия при аварийных ситуациях.....	312
6.9.1	Период строительства.....	315
6.9.2	Период эксплуатации.....	322
6.9.2.1	Термины и определения.....	322
6.9.2.2	Анализ причин и последствий аварий на объектах-аналогах.....	322
6.9.2.3	Отнесение проектируемого объекта к опасным производственным объектам.....	325
6.9.2.4	Возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий.....	326
6.9.2.5	Определение возможных сценариев развития аварии.....	329

7	Перечень мероприятий по предотвращению и/или снижению возможного негативного воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду и рациональному использованию природных ресурсов	337
7.1	Мероприятия по охране атмосферного воздуха на период строительства	337
7.1.1	Предложения по нормативам предельно-допустимых выбросов (НДВ) по проектным решениям.....	337
7.1.2	Мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	337
7.1.3	Мероприятия по уменьшению уровня воздействия физических факторов.....	338
7.2	Мероприятия по охране атмосферного воздуха на период эксплуатации	338
7.2.1	Предложения по нормативам допустимых выбросов (НДВ) по проектным решениям.....	338
7.2.2	Контроль за соблюдением нормативов НДВ.....	338
7.2.3	Мероприятия по регулированию выбросов на период НМУ	340
7.2.4	Мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	342
7.2.5	Мероприятия по уменьшению уровня воздействия физических факторов.....	343
7.2.6	Размеры и границы санитарно-защитной зоны (СЗЗ).....	344
7.3	Мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов и почвенного покрова	347
7.3.1	Период строительства	347
7.3.2	Период эксплуатации	350
7.4	Мероприятия по охране и рациональному использованию водных объектов, водных биологических ресурсов и среды их обитания.....	351
7.4.1	Период строительства	351
7.4.2	Период эксплуатации	352
7.5	Мероприятия по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке и размещению опасных отходов.....	353
7.5.1	Период строительства	353
7.5.2	Период эксплуатации	354
7.6	Мероприятия по охране недр.....	355
7.6.1	Период строительства	355
7.6.2	Период эксплуатации	356
7.7	Мероприятия по охране растительного и животного мира и среды их обитания.....	357
7.7.1	Период строительства	357
7.7.2	Период эксплуатации	359
7.8	Мероприятия по предотвращению возможности возникновения аварийных ситуаций и их последствий	360
7.8.1	Период строительства	360
7.8.2	Период эксплуатации	361

8	Выявленные при проведении оценки неопределенности в определении воздействий намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду	365
9	Программа производственного экологического контроля (мониторинга) за характером изменения всех компонентов экосистемы при строительстве и эксплуатации объекта, а также при авариях.....	366
9.1	Общие положения.....	366
9.2	Период строительства.....	367
9.3	Производственный экологический контроль (ПЭК) в период строительства.....	383
9.4	Период эксплуатации	385
9.5	Геотехнический мониторинг	395
9.6	Организация производственного экологического мониторинга.....	397
10	Анализ и оценка применяемых на объекте проектирования технологических процессов требованиям ИТС и НПА по НДТ.....	400
10.1	Определение категории проектируемого объекта в соответствии с критериями отнесения к объекту НВОС.....	400
10.2	Определение перечня ИТС применимых для объекта проектирования и НДТ применяемых на объекте проектирования	401
10.3	Определение НДТ применяемых на объекте проектирования.....	402
10.4	Оценка соответствия применяемых на объекте проектирования технологических процессов требованиям ИТС и НПА по НДТ	407
10.5	Определение необходимости создания системы автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ на объекте проектирования.....	407
11	Обоснование выбора варианта намечаемой хозяйственной и иной деятельности из всех рассмотренных альтернативных вариантов	409
12	Резюме нетехнического характера.....	410
	Перечень терминов и сокращений.....	413
	Перечень нормативной документации, законодательной и справочной литературы	415
	Таблица регистрации изменений.....	424

1 Общие сведения

Настоящий том «Оценка воздействия на окружающую среду» (ОВОС) разработан в составе проектной документации «Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-4, УКПГ-9. Объединение УКПГ-2 и УКПГ-3, УКПГ-6 и УКПГ-7, УКПГ-1 и УКПГ-2».

Раздел «Оценка воздействия на окружающую среду» (ОВОС) представляет собой комплексный документ, в котором отражены все значимые аспекты взаимодействия планируемых к строительству промышленных объектов с окружающей средой: описано исходное состояние природной среды территории; выполнен прогноз возможных негативных последствий производственной деятельности с оценкой ущерба природным ресурсам в натуральном и материальном исчислении; охарактеризованы намеченные к реализации природоохранные мероприятия.

Заказчик деятельности

Заказчиком оценки воздействия на окружающую среду является: Общество с ограниченной ответственностью «Газпром инвест».

Сокращенное наименование: ООО «Газпром инвест».

Юридический, почтовый и фактический адрес: Российская Федерация, 196210, г. Санкт-Петербург, ул. Стартовая, д. 6, лит. Д.

Телефон/Факс: +7 (812) 455-17-00/455-17-41.

E-mail: office@invest.gazprom.ru.

Основной вид деятельности: проектирование, строительство и ввод в эксплуатацию объектов газовой отрасли.

Эксплуатирующая организация

Эксплуатирующей организацией является: Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Ямбург».

Сокращенное наименование: ООО «Газпром добыча Ямбург».

Юридический, почтовый и фактический адрес: Российская Федерация, 629306, ЯНАО, г. Новый Уренгой, ул. Геологоразведчиков, д.9.

Телефон/Факс: +7 (3494) 96-60-11/96-64-88.

E-mail: yamburg@yamburg.gazprom.ru.

Основной вид деятельности: добыча природного газа и газового конденсата и подготовка их к транспорту.

Название объекта инвестиционного проектирования и планируемое место его реализации

Название проектной документации: «Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-4, УКПГ-9. Объединение УКПГ-2 и УКПГ-3, УКПГ-6 и УКПГ-7, УКПГ-1 и УКПГ-2».

Планируемое место его реализации – Ямбургское месторождение в пределах Тазовского полуострова на территории Тазовского и Надымского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

Информация о разработчике, фамилия, имя, отчество, телефон сотрудника - контактного лица

Разработчик: ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»: 660075, г. Красноярск, ул. Маерчака, д.10, ИНН 2466091092, КПП 246001001.

ОП «ЦПСМС» ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»: 107045, г. Москва, Малый Головин переулок, д. 3 строение 1, тел.: 7 (495) 966-25-50.

Генеральный директор – Зенин Сергей Геннадьевич.

Проектная организация ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект» является членом саморегулируемой организации «Союзпроект», регистрационный номер члена СРО №175, что является основанием допуска к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства.

Контактное лицо – Петровский Арсений Сергеевич, начальник отдела экологического проектирования.

Телефон: +7 (495) 966-25-50, доб. 22-35.

Характеристика типа обосновывающей документации

Исходными данными для разработки раздела послужили:

- Комплексная программа реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа на 2016-2020 гг., утвержденная Постановлением Правления ОАО «Газпром» № 26 от 04.06.2015 г.;
- Задание на проектирование «Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ» от 15.02.2015 № 006-2015/1004023, утвержденного Заместителем Председателя Правления ОАО «Газпром» В.А. Маркеловым;
- Изменение № 1 к заданию на проектирование «Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ» от 30.11.2016 № 127-2016/1004023/и1, утвержденного Заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркеловым;
- Изменение № 2 к заданию на проектирование «Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ» от

- 14.11.2018 № 109-2018/1004023/и2, утвержденного Заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркеловым;
- Изменение № 3 к заданию на проектирование «Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ», утвержденного 02.06.2019 Заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркеловым;
 - Технологического проекта разработки сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (Протокол Комиссии ОАО «Газпром» от 10.01.2014 № 117-р/2013, Протокол ЦКР Роснедр по УВС от 13.01.2014 № 108-13);
 - Протокола заседания Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 108-13 от 30.12.2013 г., утвержденного Председателем ЦКР Роснедр по УВС О.С. Каспаровым 13.01.2014 г.;
 - Дополнения к технологическому проекту разработки сеноманской газовой залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения», утвержденный протоколом № 64-р/2017 от 11.08.2017 г. Комиссии газовой промышленности ПАО «Газпром» и протоколом № 7069 от 01.12.2017 г. Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС;
 - Материалы сбора исходных данных;
 - Технический отчет по результатам инженерных изысканий, выполненных ООО «Тюменьпромизыскания» в 2022 г.;
 - Технические и строительные решения соответствующих частей настоящего проекта.

Содержание раздела соответствует СТО Газпром 2-1.12-330-2009 «Руководство по разработке раздела «Оценка воздействия на окружающую среду» (ОВОС) в инвестиционных проектах строительства распределения газа».

Технические решения, принятые в проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

Раздел выполнен в соответствии с требованиями нормативных правовых документов в области охраны окружающей среды:

- Федеральный закон от 10.01.2002 г №7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;
- «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 21.07.2014 №219-ФЗ;

- Федеральный закон от 30.03.1999 г. №52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 №96-ФЗ;
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 №89-ФЗ;
- Федеральный закон «О животном мире» от 24.04.1995 №52-ФЗ;
- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995 №33-ФЗ;
- Федеральный закон «О недрах» от 21.02.1992 №2395-1;
- Федеральный закон от 23 ноября 1995 г. №174-ФЗ «Об экологической экспертизе»;
- Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 №136-ФЗ;
- Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 №74-ФЗ;
- Лесной кодекс Российской Федерации от 04.12.2006 №200-ФЗ;
- Градостроительный кодекс РФ от 29.12.2004 г. № 190-ФЗ.

2 Характеристика намечаемой деятельности

2.1 Цель и потребность реализации намечаемой хозяйственной деятельности

Реконструкция газосборной сети (ГСС) с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ проводится на основании комплексной программы реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа на 2016-2020 гг., утвержденной Постановлением Правления ОАО «Газпром» №26 от 04.06.2015.

Подготовка газа сеноманской залежи на Ямбургском месторождении ведется на семи установках комплексной подготовки газа (УКПГ 1-7). Кроме того, на Харвутинской площади осуществляется подготовка газа на УКПГ-9 и на двух УППГ (УППГ-8, 10) ведется предварительная подготовка газа. На УППГ-4а на Анерьяхинской площади также производится первичная подготовка газа. Подготовка газа ведется на установках абсорбционного типа, оснащенных девятью технологическими нитками.

В настоящее время сеноманская залежь Ямбургского НГКМ находится на стадии падающей добычи, энергетический потенциал залежи значительно снижен. Большая часть запасов газа выработана и дальнейшие отборы газа приводят к снижению пластовых, устьевых давлений и дебитов скважин.

В соответствии с «Дополнением к технологическому проекту разработки сеноманской газовой залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения» существующие мощности дожимных компрессорных станций неспособны эффективно работать с низкими объемами и давлениями добываемого газа. Для поддержания работы ДКС и продления сроков разработки месторождения предусмотрен ввод модульных компрессорных станций на КГС и объединение газовых промыслов.

Основные технические решения по реконструкции ГСС ЯНГКМ, утвержденные протоколом Центральной нефтегазовой секции Протокол ЦКР Роснедр по УВС от 01.12.2017 № 7069, предусматривают:

- ввод модульных компрессорных установок (МКУ);
- объединение промыслов:
 - УКПГ-5 с УКПГ-6 – в 2023 г.,
 - УКПГ-3 с УКПГ-2 – в 2026 г.,
 - УКПГ-7 с УКПГ-6 – в 2028 г.,
 - УКПГ-2 с УКПГ-1 – в 2032 г.;
- реконструкцию участков ГСС с заменой диаметров на меньший, объединение нескольких шлейфов для обеспечения скорости транспортировки газа, с целью выноса жидкости из полости трубопроводов;
- установку трехходовых кранов для запуска очистных поршней, с целью выноса жидкости из полости трубопроводов.

В соответствии с изменением №3 к заданию на проектирование, проектом по реконструкции ГСС ЯНГКМ предусматривается 4 этапа строительства:

- Этап 1 «Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС № 611» (разрабатывается отдельным проектом).
- Этап 2 «Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС № 506» (разрабатывается отдельным проектом).
- Этап 3 «Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС УКПГ-5 и УКПГ-6. Объединение УКПГ-5 и УКПГ-6» (разрабатывается отдельным проектом).
- Этап 4 «Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-4. Объединение УКПГ-2 и УКПГ-3, УКПГ-6 и УКПГ-7, УКПГ-1 и УКПГ-2».

Настоящим проектом рассматриваются проектные решения по реконструкции ГСС ЯНГКМ на этапе 4.

В рамках 4-ого этапа реконструкции предусматривается:

- объединение УКПГ-2 с УКПГ-3 в 2026 г. с частичной ликвидацией технологического оборудования УКПГ-3 и переводом УКПГ-3 в УППГ, и подачей газа с УППГ-3 на УКПГ-2 для дальнейшей подготовки.
- объединение УКПГ-6 с УКПГ-7 в 2028 г. с частичной ликвидацией технологического оборудования УКПГ-7 и переводом УКПГ-7 в УППГ, и подачей газа с УППГ-7 на УКПГ-6 для дальнейшей подготовки;
- объединение УКПГ-1 с УКПГ-2 и УППГ-3 в 2032 г. с частичной ликвидацией технологического оборудования УКПГ-2 и переводом УКПГ-2 в УППГ, и подачей газа с УППГ-2 и УППГ-3 на УКПГ-1 для дальнейшей подготовки;
- установка 12 шт. модульных компрессорных установок (МКУ) на кустах газовых скважин промысла УКПГ-2 (№№ 202, 203, 205, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215);
- установка 14 шт. модульных компрессорных установок (МКУ) на кустах газовых скважин промысла УКПГ-3 (№№ 302, 303, 304, 305, 307, 308, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317);
- установка 2 шт. модульных компрессорных установок (МКУ) на кустах газовых скважин промысла УКПГ-4 (№№ 415, 420/421);
- установка повышающих подстанций (ПС) у существующих УКПГ-1, 2, 3, 4, УППГ-3В для электроснабжения МКУ;

- реконструкция существующих межпромысловых газопроводов с учетом максимального их использования и строительством необходимых перемычек с установкой запорно-регулирующей арматуры.

Строительство МКУ на кустах газовых скважин вызвано необходимостью поддержания работы низкодебитных скважин, дополнительного извлечения газа для дозагрузки ГПА на ДКС Ямбургского НГКМ по объемному расходу.

Предусматривается ввод модульных компрессорных установок (МКУ) в количестве 28 шт. для 29 кустов газовых скважин. Графики ввода и вывода МКУ на кустах газовых скважин представлены в таблицах 2.1, 2.2.

Таблица 2.1 График ввода МКУ

№ УКПГ	Номер куста газовых скважин
2022 год ввода	
УКПГ-2	202, 207*, 210, 211, 212, 213,
УКПГ-3	307, 308*, 312, 313, 316
2023 год ввода	
УКПГ-2	203, 205, 208, 209, 214, 215
УКПГ-3	302, 303, 304, 305, 310, 311, 314, 315, 317
УКПГ-4	415, 420/421

*- МКУ-500, номера кустов без знака звездочки – МКУ-1000

Таблица 2.2 График вывода МКУ

№/Год	Номер куста газовых скважин
2031	213
2033	415, 420/421
2036	313
2037	202, 312
2038	207*
2039	210, 211
2040	203, 205, 208, 209, 212, 214, 215, 302, 303, 304, 305, 307, 308*, 310, 311, 314, 315, 316, 317

*- МКУ-500, номера кустов без знака звездочки – МКУ-1000

Ввод МКУ на кустах газовых скважин ГП-2 позволит поддерживать работоспособность ДКС-2 и УКПГ-2 до 2026 года. С четвертого квартала 2026 года производительности КГС ГП-2 будет недостаточно для штатного режима работы ДКС. Для дальнейшей эксплуатации промысла в 2026 г. предусмотрена подача газа с ГП-3 на ГП-2. Производительность кустов газовых скважин ГП-1 позволит поддерживать работоспособность ДКС-1 и УКПГ-1 до 2032

года. С четвертого квартала 2032 года производительности КГС ГП-1 будет недостаточно для штатного режима работы ДКС. Для дальнейшей эксплуатации промысла в 2032 г. предусмотрена подача газа с ГП-2 и ГП-3 на ГП-1. Производительность кустов газовых скважин ГП-7 позволит поддерживать работоспособность ДКС-7 и УКПГ-7 до 2028 года. Со второго квартала 2028 года производительности КГС ГП-7 будет недостаточно для штатного режима работы ДКС. Для дальнейшей эксплуатации промысла в 2028 г. предусмотрена подача газа с ГП-7 на ГП-6.

Максимальная производительность по газу УКПГ-1 составит 4,1 млрд. м³/год, УКПГ-2 – 3,9 млрд. м³/год, УКПГ-3 – 2,5 млрд. м³/год, УКПГ-4 – 2,3 млрд. м³/год, УКПГ-7 – 3,6 млрд. м³/год, после реконструкции производительность УППГ-2 составит 3,9 млрд. м³/год, УППГ-3 – 2,5 млрд. м³/год, УППГ-7 – 2,1 млрд. м³/год, с учетом 15% запаса.

Дальнейшая эксплуатация газовых промыслов осуществляется с продолжительными летними остановами. Сроки летних остановов газовых промыслов представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 Сроки летних остановов промыслов

УКПГ-1	УКПГ/УППГ-2	УКПГ/УППГ-3	УКПГ/УППГ-7
до 2032 г. 1 мес.	3,5 мес.	3,5 мес.	до 2027 г. 1 мес.
с 2033 г. 3,5 мес.			с 2028 г. 3,5 мес.

Целью разработки раздела ОВОС является выявление значимых потенциальных воздействий от намечаемой деятельности, прогноз возможных последствий и рисков для окружающей среды и здоровья населения для дальнейшей разработки и принятия мер по предупреждению или снижению негативного воздействия, а также связанных с ним социальных, экономических и иных последствий.

Основной задачей разработки раздела ОВОС является:

- определение источников вредного воздействия на окружающую природную среду при строительных работах и при эксплуатации объекта, в том числе случаях возможных аварийных ситуаций, их последствий и их воздействий на окружающую среду;
- определение степени влияния источников загрязнения проектируемого производства на объекты окружающей среды, расположенные в зоне влияния предприятия, как в процессе производства строительно-монтажных работ, так и при его эксплуатации;

разработка мероприятий, направленных на исключение или максимальное снижение отрицательного воздействия.

2.2 Местоположение объекта

В административном отношении участок строительства расположен на территории Тазовского и Надымского районов Тюменской области, ЯНАО в границах Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Проектируемые объекты находятся на значительном удалении от населенных пунктов. Ближайший населенный пункт с. Находка расположен на расстоянии более 60 км от участка работ. Расстояние до ближайшего крупного населенного пункта г. Новый Уренгой составляет более 200 км. Также в западном направлении на расстоянии около 16 км от проектируемого объекта располагается вахтовый жилой комплекс (ВЖК) газовиков ООО «Газпром добыча Ямбург» (пос. Ямбург).

Пос. Ямбург построен с целью размещения персонала для обустройства и разработки Ямбургского месторождения и не является местом постоянного проживания населения. В пос. Ямбург имеется свой аэропорт, автобусную и железнодорожную станцию. Железнодорожной линией п. Ямбург связан с г. Новый Уренгой, имеется порт на Обской губе. Доставка грузов на месторождение осуществляется по железной дороге Новый Уренгой – ст. Ямбург, а также по автомобильной дороге от г. Новый Уренгой до порта Ямбург. В период навигации основные грузы оставляются по Обской и Тазовской губе.

Местность мало обжитая, имеется довольно разветвленная дорожная сеть грунтовых и асфальтобетонных дорог, соединяющих населенные пункты и кусты на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении. Проезд к району проектирования возможен по асфальтобетонной дороге местного значения «Новый Уренгой – Ямбург».

Жилых, общественных зданий, промышленных предприятий, систем водоснабжения, охраняемых природных территорий, садоводческих товариществ, зон отдыха и прочих объектов и территорий, запрещенных к размещению в границах СЗЗ рассматриваемых площадок нет.

Территория исследования расположена в Заполярной части Западносибирской равнины, на Тазовском полуострове в субарктической зоне. Изучаемая область представляет собой слабовсхолмленную равнину с густой сетью рек, ручьев, озёр, болот. Толщина вечной мерзлоты достигает 400 метров.

Район работ характеризуется сложным многоярусным рельефом. Около 70 % площади занимают возвышенные пологоувалистые и холмистоувалистые равнины. В геоморфологии района четко выражены две морские равнины, озерноаллювиальная равнина и лагунно-морская терраса. Район работ характеризуется сплошным распространением многолетней мерзлоты как по площади, так и по вертикали.

Район работ расположен в тундре и лесотундре. Открытые дренированные пространства заняты кустарничково-мохово-лишайниковой растительностью, заболоченные осоково-моховой и травяно-моховой. Заросли кустарников высотой до 1-2 м отмечаются в нижних ча-

стях склонов, днищах хасыреев и небольших водотоков. В речных долинах наряду с кустарниками встречаются березово-лиственничные редколесья.

Равнинная поверхность района работ интенсивно расчленена долинами рек, ручьев и временных водотоков. Наиболее крупными реками в районе работ являются реки Хэмпаета, Нижняя Ярэйяха, Лайяха и др.

Важной гидрологической особенностью территории является замедленный поверхностный сток и слабый естественный дренаж грунтовых вод, что связано с плоским рельефом и малым врезом речных долин. Это послужило причиной широкого распространения болот и озёр.

Территория, в пределах которой расположены проектируемые объекты, охватывает бассейны рек, впадающих в Обскую губу, большую часть относящиеся к бассейну р. Хэмпаета. Овражная сеть развита средне и в основном приурочена к склонам долин, ступенчатым границам геоморфологических уровней, бортам хасыреев.

Обзорная схема участка работ представлена на рисунке 2.1.

Взаимное расположение проектируемых площадок представлено на ситуационном плане (1:100000) в графической части на листе 1 тома 1004023ПД/04-ОВОС5.

Взаимное расположение проектируемых коммуникаций приводится на ситуационных планах (1:25000) на листах 2-5 графической части тома 1004023ПД/04-ОВОС5.

Надымский район Тазовский район

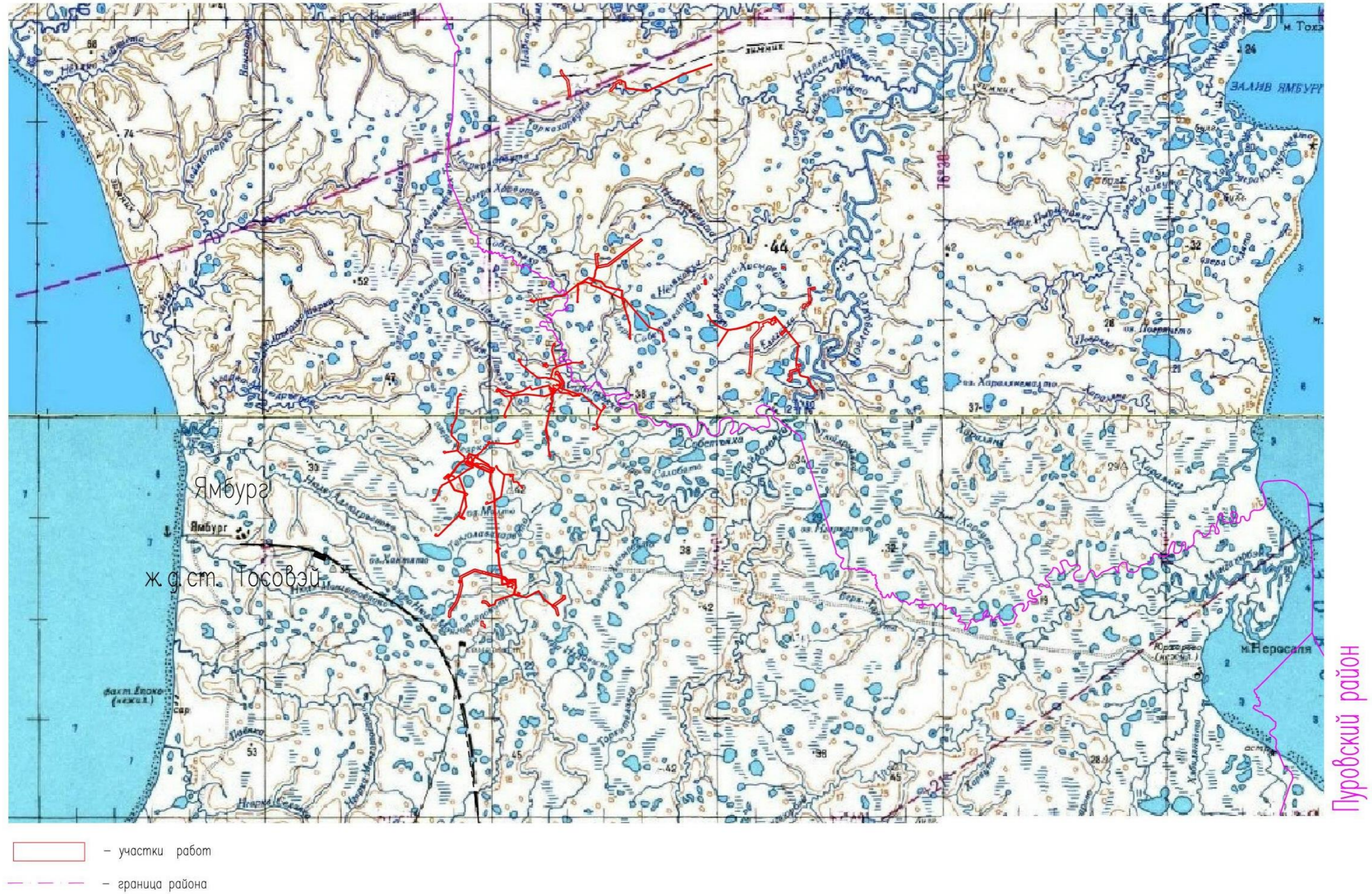


Рисунок 2.7 – Обзорная схема участка работ

2.3 Назначение и состав проектируемого объекта

Основное назначение проектируемого объекта – транспорт пластового газа от кустов скважин до УКПГ с последующей подготовкой газа для дальнейшей подачи его на головную компрессорную станцию «КС – Ямбургская».

Проектируемые МКУ предназначены для повышения давления газа скважин кустов до давления, необходимого для транспорта газа до УКПГ Ямбургского НГКМ и поддержания необходимого давления на входе ДКС.

Состав проектируемых сооружений включает:

- а) УКПГ-1 (реконструкция);
- б) УКПГ-2 (реконструкция, демонтаж, перевод в УППГ-2);
- в) УКПГ-3 (реконструкция, демонтаж, перевод в УППГ-3);
- г) УКПГ-4 (реконструкция);
- д) УКПГ-7 (реконструкция, демонтаж, перевод в УППГ-7);
- е) УППГ-3В (пожарных гидрантов);
- ж) МКУ:
 - МКУ КГС ГП-2 – 12 шт. (КГС №№202, 203, 205, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215);
 - МКУ КГС ГП-3 – 14 шт. (КГС №№302, 303, 304, 305, 307, 308, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317);
 - МКУ КГС ГП-4 – 2 шт. (КГС №№415, 420, 421);
- з) ПС-6/10 кВ – 4 шт. (площадки подстанций ПС6/10-ГП2, ПС6/10-ГП3, ПС6/10-ГПЗВ-1, ПС6/10-ГП4);
- и) ПС-35/10 кВ – 2 шт. (площадки подстанций ПС35/10-ГП2, ПС35/10-ГП3);
- к) ПС-6/35 кВ – 1 шт. (площадка подстанции ПС6/35-ГП1);
- л) ВЛ-10кВ;
- м) ВЛ-35кВ;
- н) реконструкцию участков газосборной сети;
- о) реконструкцию системы межпромысловых коллекторов;
- п) установку трехходовых кранов для запуска и приема очистных поршней;
- р) подъездные автомобильные дороги.

На площадках УКПГ-1, УКПГ/УППГ-2, УКПГ/УППГ-3, УКПГ-4, и УКПГ/УППГ-7 предусмотрены следующие сооружения:

- а) УКПГ-1:
 - реконструируемые: технологический корпус регенерации ДЭГа (поз. 4), установка подогрева теплоносителя (поз. 15), установка очистки газа (поз. 53).

б) УКПГ/УППГ-2:

- проектируемые: станция насосная пожаротушения (поз. 115), резервуар противопожарного запаса воды (поз. 116), площадка налива автоцистерны (поз. 118), емкость дренажная Е-15н (поз. 119), пробкоуловитель N1-N3 (поз. 120.1-120.3), прожекторная мачта с молниеотводом N1 (поз. 121), прожекторная мачта с молниеотводом N2 (поз. 122).
- реконструируемые: тех. корпус регенерации ДЭГа и метанола (поз. 43), котельная (поз. 43.1), пункт переключающей арматуры (поз. 45), установка подготовки топливного и импульсного газа (поз. 57), склад масла в таре (поз. 90) (до перевода в УППГ – насосная масла КЦ-1), установка очистки газа (поз. 91).
- демонтируемые:
 - УППГ – технологический корпус подготовки газа (поз. 41), резервуары противопожарного запаса воды (поз. 54), блок-бокс редуцирования газа (поз. 65), склад масел (поз. 92) (реконструкция в 2023 г., демонтаж в 2032 г.), насосная склада масел (поз. 93) (реконструкция в 2023 г., демонтаж в 2032 г.), установка АВО газа (поз. 104), емкость промстоков Е-10 (поз. 110), здание замеров газа (поз. 117);
 - ДКС. Компрессорный цех 2 (первая ступень) – емкость дренажная Е-1 КЦ-2 (поз. 55), установка подготовки топливного и пускового газа (поз. 61), КТП аппарата воздушного охлаждения газа (N1) (поз. 62), КТП аппарата воздушного охлаждения газа (N2) (поз. 63), компрессорный цех (поз. 74.1-74.6), подогреватель газа ПТПГ-30 (3 шт.) (поз. 100), сепаратор-пробкоуловитель (поз. 102), установка охлаждения газа КЦ-2 (поз. 103), насосная масел КЦ-2 (поз. 105), емкость перелива масла двигателя КЦ-2 (поз. 106), емкость перелива масла нагнетателя КЦ-2 (поз. 107);
 - ДКС. Компрессорный цех 1 (вторая ступень) – компрессорный цех (поз. 73.1-73.5), емкость перелива масла двигателя КЦ-1 (поз. 108), емкость перелива масла нагнетателя КЦ-1 (поз. 109).

в) УКПГ/УППГ-3:

- проектируемые: станция насосная пожаротушения (поз. 24), резервуар противопожарного запаса воды (поз. 25), башня антенная (поз. 82), станция очистки бытовых сточных вод (поз. 83), площадка налива автоцистерны (поз. 123), емкость дренажная Е-15н (поз. 124), пробкоуловитель N1, N2 (поз. 125.1-125.2), молниеотвод (поз. 127).

- реконструируемые: технологический корпус регенерации ДЭГа и метанола (поз. 37), пункт переключающей арматуры (поз. 40), установка подготовки топливного и импульсного газа (поз. 54), производственно-энергетический блок (поз. 57), установка подогрева теплоносителя (поз. 94), склад масла в таре (поз. 100) (до перевода в УППГ – насосная масла КЦ-1), установка очистки газа (поз. 101), склад масел (поз. 102).
- демонтируемые:
 - УППГ – технологический корпус подготовки газа (поз. 35), установка пожаротушения (поз. 43), пункт редуцирования газа (поз. 60), подогреватель трубчатый (поз. 61), установка печей огневой регенерации метанола (поз. 96), установка АВО газа (поз. 111), ресиверы воздуха (поз. 121), КОС бытовых сточных вод (поз. 122), операторная (поз. 128);
 - ДКС. Компрессорный цех 2 (первая ступень) – установка подготовки топливного и пускового газа (поз. 58), КТП АВО газа (поз. 59), блок-бокс гидропривода (поз. 63), компрессорный цех (поз. 67.1-67.6), установка охлаждения газа КЦ-2 (поз. 110), насосная масел КЦ-2 (поз. 112), емкость перелива масла двигателя КЦ-2 (поз. 113), емкость перелива масла нагнетателя КЦ-2 (поз. 114), подогреватель газа ПТПГ-30 (3 шт.) (поз. 117), емкость дренажная Е-1 КЦ-2 (поз. 118), сепаратор-пробкоуловитель КЦ-2 (поз. 119);
 - ДКС. Компрессорный цех 1 (вторая ступень) – компрессорный цех (поз. 66.1-66.5), емкость перелива масла двигателя КЦ-1 (поз. 115), емкость перелива масла нагнетателя КЦ-1 (поз. 116).
- г) УКПГ-4:
 - реконструируемые: установка подогрева теплоносителя (поз. 9), тех. корпус регенерации ДЭГа и метанола (поз. 43).
- д) УКПГ/УППГ-7:
 - проектируемые: станция насосная пожаротушения (поз. 16), резервуар противопожарного запаса воды (поз. 17), станция очистки бытовых сточных вод (поз. 106).
 - реконструируемые: технологический корпус регенерации ДЭГа и метанола (поз. 41), установки подготовки топлив и импульсного газа (поз. 58), производственно-энергетический блок (поз. 62), установка подогрева теплоносителя (поз. 83), установка очистки газа (поз. 88).
 - демонтируемые:
 - УППГ – теплообменники ДЭГа (поз. 31), емкость промстоков Е-8б (поз. 32), технологический корпус подготовки газа (поз. 38), установка печей огневой

- регенерации ДЭГа (поз. 42.2), установка отключающих кранов (поз. 43), установка пожаротушения (поз. 46), узел редуцирования газа на собственные нужды (поз. 65), подогреватель газа собственных нужд (поз. 67), насосная масла КЦ-1 (поз. 87), установка АВО газа (поз. 92), емкость шламособорник Е-10 (поз. 102), емкость дренажная Е-5 (поз. 103), ресиверы воздуха (поз. 121), КОС бытовых сточных вод (поз. 123), операторная КОС (поз. 124), канализационная насосная станция (поз. 125);
- ДКС. Компрессорный цех 2 (первая ступень) – установка подготовки топливного и пускового газа (поз. 63), КТП АВО газа (поз. 64), компрессорный цех (поз. 73.1-73.6), установка охлаждения газа КЦ-2 (поз. 91), насосная масла КЦ-2 (поз. 93), емкость перелива масла двигателя КЦ-2 (поз. 94), емкость перелива масла нагнетателя КЦ-2 (поз. 95), подогреватель газа ПТПГ-30 (2 шт.) (поз. 98), емкость дренажная Е-1 КЦ-2 (поз. 99), сепаратор-пробкоуловитель (поз. 101);
 - ДКС. Компрессорный цех 1 (вторая ступень) – компрессорный цех (поз. 72.1-72.5), склад масел (поз. 89), насосная склада масел (поз. 90), емкость перелива масла двигателя КЦ-1 (поз. 96), емкость перелива масла нагнетателя КЦ-1 (поз. 97).

Для поддержания работы низкодебитных скважин, дополнительного извлечения газа Ямбургского НГКМ предусматривается ввод модульных компрессорных установок (МКУ) в количестве 28 шт. для 29 кустов газовых скважин.

На площадках кустов газовых скважин № 205, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 214, 303, 307, 308, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317, 420/421 предусмотрены следующие сооружения: модульная компрессорная установка (поз. 1), ограждение (поз. 2), молниеотвод (поз. 5).

На площадках кустов газовых скважин №202, 203, 213, 215, 302, 304, 305, 314, 415 предусмотрены следующие сооружения: модульная компрессорная установка (поз. 1), ограждение (поз. 2), молниеотвод (поз. 5), башня антенная (поз. 7).

Для электроснабжения проектируемых МКУ проектом предусматривается сооружение семи подстанций полной заводской готовности в районе существующих ПС-110/35/6 кВ промыслов ГП-1, ГП2, ГП-3, ГП-3В-1, ГП-4:

- ПС6/35-ГП1;
- ПС6/10-ГП2;
- ПС35/10-ГП2;
- ПС6/10-ГП3;
- ПС35/10-ГП3;
- ПС6/10-ГП3В-1;

- ПС6/10-ГП4.

Проектными решениями предусматриваются следующие объемы строительства ВЛ-10 кВ и ВЛ-35 кВ:

- ВЛЗ 35 кВ ПС-6/35 кВ «ГП-1» - ПС-35/10 кВ «ГП-2»;
- ВЛЗ 35 кВ ПС-35/10 кВ «ГП-2» - ПС-35/10 кВ «ГП-3»;
- ВЛЗ 10 кВ ПС-35/10 кВ «ГП-2» - МКУ Куст 207;
- ВЛЗ 10 кВ т.вр. МКУ Куст 207 - МКУ Куст 211;
- ВЛЗ 10 кВ т.вр. МКУ Куст 207 - МКУ Куст 210;
- ВЛЗ 10 кВ ПС-35/10 кВ «ГП-2» - МКУ Куст 213;
- ВЛЗ 10 кВ т.вр. МКУ Куст 213 - МКУ Куст 214;
- ВЛЗ 10 кВ ПС-6/10 кВ «ГП-2» - МКУ Куст 304;
- ВЛЗ 10 кВ т.вр. МКУ Куст 304 - МКУ Куст 202;
- ВЛЗ 10 кВ т.вр. МКУ Куст 304 - МКУ Куст 203;
- ВЛЗ 10 кВ ПС-6/10 кВ «ГП-2» - МКУ Куст 314;
- ВЛЗ 10 кВ т.вр. МКУ Куст 314 - МКУ Куст 208;
- ВЛЗ 10 кВ т.вр. МКУ Куст 314 - МКУ Куст 205;
- ВЛЗ 10 кВ ПС-6/10 кВ «ГП-3В» - МКУ Куст 215;
- ВЛЗ 10 кВ т.вр. МКУ Куст 215 - МКУ Куст 212;
- ВЛЗ 10 кВ т.вр. МКУ Куст 215 - МКУ Куст 209;
- ВЛЗ 10 кВ ПС-6/10 кВ «ГП-3» - МКУ Куст 316;
- ВЛЗ 10 кВ т.вр. МКУ Куст 316 - МКУ Куст 312;
- ВЛЗ 10 кВ т.вр. МКУ Куст 316 - МКУ Куст 313;
- ВЛЗ 10 кВ ПС-6/10 кВ «ГП-3» - МКУ Куст 308;
- ВЛЗ 10 кВ т.вр. МКУ Куст 308 - МКУ Куст 303;
- ВЛЗ 10 кВ т.вр. МКУ Куст 308 - МКУ Куст 302;
- ВЛЗ 10 кВ ПС-6/10 кВ «ГП-3» - МКУ Куст 305;
- ВЛЗ 10 кВ т.вр. МКУ Куст 305 - МКУ Куст 310;
- ВЛЗ 10 кВ т.вр. МКУ Куст 305 - МКУ Куст 307;
- ВЛЗ 10 кВ ПС-6/10 кВ «ГП-3» - МКУ Куст 317;
- ВЛЗ 10 кВ т.вр. МКУ Куст 317 - МКУ Куст 315;
- ВЛЗ 10 кВ т.вр. МКУ Куст 317 - МКУ Куст 311;
- ВЛЗ 10 кВ ПС-6/10 кВ «ГП-4» - МКУ Куст 415;
- ВЛЗ 10 кВ ПС-6/10 кВ «ГП-4» - МКУ Куст 420,421.

На основании принятых проектом технологических процессов и с учетом задания на проектирование в объемы работ по реконструкции участков газосборных сетей входит:

УКПГ-1:

- Газопровод-шлейф КГС №104 DN250 совместно с метанолопроводом DN50. Участок протяженностью 0,3 км;
- Газопровод-шлейф КГС №106 DN300 совместно с метанолопроводом DN50. Участок протяженностью 9,5 км;
- Газопровод-шлейф КГС №107 DN250 совместно с метанолопроводом DN50. Участок протяженностью 0,9 км;
- Газопровод-шлейф КГС №108 DN200 совместно с метанолопроводом DN50. Участок протяженностью 0,25 км;
- Газопровод-шлейф КГС №111 DN300 совместно с метанолопроводом DN50. Участок протяженностью 0,75 км;
- Газопровод-шлейф КГС №113 DN250 совместно с метанолопроводом DN50. Участок протяженностью 1,16 км;
- Газопровод-шлейф КГС №116 DN250 совместно с метанолопроводом DN50. Участок протяженностью 1,11 км;
- Метанолопровод КГС №107 DN50. Участок протяженностью 5,06 км;
- Метанолопровод КГС №108 DN50. Участок протяженностью 2,84 км;
- Метанолопровод КГС №116 DN50. Участок протяженностью 7,2 км;
- Метанолопровод КГС №112 DN50. Участок протяженностью 2,83 км;
- Крановый узел №104-106 и подключение газопровода-шлейфа КГС №104 DN250 к газопроводу-шлейфу КГС №106 DN300;
- Крановый узел №107-119 и подключение газопровода-шлейфа КГС №107 DN250 к коллектору КГС №111 и №119 DN500;
- Крановый узел №111-119 и подключение газопровода-шлейфа КГС №111 DN300 к газопроводу-шлейфу КГС №119 DN400;
- Крановый узел №113-116 и подключение газопровода-шлейфа КГС №116 DN250 к газопроводу-шлейфу КГС №113 DN250;
- Подключение газопровода-шлейфа КГС №108 DN200 к коллектору КГС №113, №116, №120 DN500;
- Крановый узел №112-113 и подключение газопровода-шлейфа КГС №112 DN500 к коллектору КГС №113, №116, №120 DN500;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №104 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №106 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №107 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №108 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №112 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №116 DN50.

УКПГ-2:

- Метанолопровод КГС №208 DN50. Участок протяженностью 1,55 км;
- Метанолопровод КГС №209 DN50. Участок протяженностью 3,61 км;
- Метанолопровод КГС №210 DN50. Участок протяженностью 2,52 км;
- Метанолопровод КГС №211 DN50. Участок протяженностью 5,07 км;
- Метанолопровод КГС №214 DN50. Участок протяженностью 7,6 км;
- Крановый узел №205-208 и подключение газопровода-шлейфа КГС №208 DN500 к газопроводу-шлейфу КГС №205 DN500;
- Крановый узел №209-212 и подключение газопровода-шлейфа КГС №209 DN500 к газопроводу-шлейфу КГС №212 DN500;
- Крановый узел №205-208 и подключение газопровода-шлейфа КГС №208 DN500 к газопроводу-шлейфу КГС №205 DN500;
- Крановый узел №211-215 и подключение газопровода-шлейфа КГС №211 DN500 к газопроводу-шлейфу КГС №215 DN500;
- Крановый узел №213-214 и подключение газопровода-шлейфа КГС №214 DN500 к газопроводу-шлейфу КГС №213 DN500;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №208 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №209 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №210 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №211 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №214 DN50.

УКПГ-3:

- Метанолопровод КГС №305 DN50. Участок протяженностью 6,63 км;
- Метанолопровод КГС №307 DN50. Участок протяженностью 0,89 км;
- Метанолопровод КГС №311 DN50. Участок протяженностью 2,6 км;
- Метанолопровод КГС №312 DN50. Участок протяженностью 2,71 км;
- Метанолопровод КГС №315 DN50. Участок протяженностью 5,47 км;
- Крановый узел №304-305 и подключение газопровода-шлейфа КГС №305 DN500 к газопроводу-шлейфу КГС №304 DN500;
- Крановый узел №302-307 и подключение газопровода-шлейфа КГС №307 DN500 к газопроводу-шлейфу КГС №302 DN500;
- Подключение газопровода-шлейфа КГС №311 DN500 к газопроводу-шлейфу КГС №317 DN500;
- Крановый узел №315-317 и подключение газопровода-шлейфа КГС №315 DN500 к газопроводу-шлейфу КГС №317 DN500;
- Крановый узел №312-313 и подключение газопровода-шлейфа КГС №312 DN500 к газопроводу-шлейфу КГС №313 DN500;

- Охранный кран на метанолопроводе КГС №305 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №307 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №311 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №312 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №315 DN50.

УКПГ-4:

- Газопровод-шлейф КГС №405 DN300 совместно с метанолопроводом DN50. Участок протяженностью 1,49 км;
- Газопровод-шлейф КГС №406 DN200 совместно с метанолопроводом DN50. Участок протяженностью 5,28 км;
- Метанолопровод КГС №404, КГС №422 DN50. Участок протяженностью 1,93 км;
- Метанолопровод КГС №406 DN50. Участок протяженностью 1,49 км;
- Метанолопровод КГС №408 DN50. Участок протяженностью 2,49 км;
- Метанолопровод КГС №411 DN50. Участок протяженностью 3,69 км;
- Метанолопровод КГС №412 DN50. Участок протяженностью 6,64 км;
- Метанолопровод КГС №418 DN50. Участок протяженностью 8,29 км;
- Крановый узел №405-406 и подключение газопровода-шлейфа КГС №406 DN200 к газопроводу-шлейфу КГС №405 DN300;
- Крановый узел №404-420 и подключение коллектора КГС №404, №422 DN300 к коллектору КГС №407, №420, №421 DN500;
- Подключение шлейфа КГС №408 DN500 к коллектору КГС №407, №420, №421 DN500;
- Крановый узел №411-420 и подключение газопровода-шлейфа КГС №411 DN300 к коллектору КГС №407, №420, №421 DN300;
- Подключение шлейфа КГС №418 DN300 к коллектору КГС №416, №417 DN500;
- Крановый узел №412-416 и подключение газопровода-шлейфа КГС №412 DN300 к коллектору КГС №416, №417 DN500;
- Крановый узел №415сз на газопроводе-шлейфе КГС №415 DN500;
- Крановый узел №415сп на газопроводе-шлейфе КГС №415 DN500;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №404, КГС №422 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №405 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №406 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №408 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №411 DN50;

- Охранный кран на метанолопроводе КГС №412 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №418 DN50.

УППГ-4а:

- Газопровод-шлейф КГС №431 DN200 совместно с метанолопроводом DN50. Участок протяженностью 2,64 км;
- Газопровод-шлейф КГС №444 D150 совместно с метанолопроводом DN50. Участок протяженностью 1,11 км;
- Лупинг коллектора КГС №431, №433, №434, №435, №447 DN300. Участок протяженностью 1,9 км;
- Метанолопроводы КГС №439, КГС №448 DN50. Участок протяженностью 10,39 км;
- Крановый узел №431-447 и подключение газопровода-шлейфа КГС №431 DN200 к газопроводу-шлейфу КГС №447 DN250;
- Крановый узел №439-449 и подключение коллектора КГС №439, №448 DN300 к газопроводу-шлейфу КГС №449 DN250;
- Крановый узел №443-444 и подключение газопровода-шлейфа КГС №444 DN150 к газопроводу-шлейфу КГС №443 DN250;
- Крановый узел №434-1 и подключение лупинга DN300 к коллектору КГС №431, №433, №434, №435, №447 DN300;
- Крановый узел №434-2 и подключение лупинга DN300 к коллектору КГС №431, №433, №434, №435, №447 DN300;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №439 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №448 DN50.

УКППГ-7:

- Лупинг коллектора КГС №702, №730 DN300. Участок протяженностью 0,39 км;
- Газопровод-шлейф КГС №704 DN300 совместно с метанолопроводом DN50. Участок протяженностью 0,1 км;
- Газопровод-шлейф КГС №705 D150 совместно с метанолопроводом DN50. Участок протяженностью 2,65 км;
- Газопровод-шлейф КГС №709 D250 совместно с метанолопроводом DN50. Участок протяженностью 0,26 км;
- Газопровод-шлейф КГС №713 D200 совместно с метанолопроводом DN50. Участок протяженностью 0,7 км;
- Газопровод-шлейф КГС №714 D300 совместно с метанолопроводом DN50. Участок протяженностью 6,64 км;

- Газопровод-шлейф КГС №715 D200 совместно с метанолопроводом DN50. Участок протяженностью 0,29 км;
- Газопровод-шлейф КГС №717 D150 совместно с метанолопроводом DN50. Участок протяженностью 1,94 км;
- Метанолопровод КГС №706 DN50. Участок протяженностью 7,25 км;
- Метанолопровод КГС №711 DN50. Участок протяженностью 6,45 км;
- Метанолопровод КГС №713 DN50. Участок протяженностью 3,14 км;
- Метанолопровод КГС №717 DN50. Участок протяженностью 6,88 км;
- Метанолопровод КГС №718 DN50. Участок протяженностью 9,97 км;
- Крановый узел №702-1 и подключение лупинга DN300 к коллектору КГС №702, №730 DN300;
- Крановый узел №702-2 и подключение лупинга DN300 к коллектору КГС №702, №730 DN300;
- Крановый узел №705-709 и подключение газопровода-шлейфа КГС №705 DN150 к газопроводу-шлейфу КГС №709 DN250;
- Крановый узел №706-730 и подключение газопровода-шлейфа КГС №706 DN150 к коллектору КГС №701, №702, №730 DN500;
- Крановый узел №711-719 и подключение газопровода-шлейфа КГС №711 DN300 к газопроводу-шлейфу КГС №719 DN500;
- Подключение газопровода-шлейфа КГС №712 DN300 к газопроводу-шлейфу КГС №714 DN500;
- Крановый узел №714-720 и подключение газопровода-шлейфа КГС №720 DN300 к газопроводу-шлейфу КГС №714 DN500;
- Крановый узел №713-722 и подключение газопровода-шлейфа КГС №713 DN200 к коллектору КГС №721, №722, №723 DN500;
- Крановый узел №717-618 и подключение газопровода-шлейфа КГС №717 DN150 к коллектору КГС №618, №715 DN400;
- Крановый узел №718-722 и подключение газопровода-шлейфа КГС №718 DN300 к коллектору КГС №721, №722, №723 DN500;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №706 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №711 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №712 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №714 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №720 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №713 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №717 DN50;
- Охранный кран на метанолопроводе КГС №718 DN50.

В объемы работ по реконструкции системы межпромысловых коллекторов входит:

Восточный коридор

- УКПГ-6:
 - коллектор DN1200/DN1000 (проектируемый), протяженность – 1,62 км;
 - газопровод-перемычка DN700 (проектируемый) с коллектором ГО, протяженность – 0,08 км;
 - установка кранового узла DN1200 на коллекторе DN1200/DN1000 (подключение к МГ «Ямбург- Тула-2»);
 - установка кранового узла DN1000 на коллекторе DN1200/DN1000 (охран- ный кран УКПГ-6);
 - установка кранового узла DN700 на подключении к коллектору DN1200/DN1000;
 - установка кранового узла DN700 на коллекторе ГО (охранный кран УКПГ- 6);
 - установка электроизолирующих вставок DN1000 и DN700 на входе в УКПГ- 6 – 2 шт.
- УКПГ-7:
 - газопровод-перемычка DN700 (проектируемый) на собственные нужды от ПК 346+45 до крана 7Г2, протяженность – 0,09 км;
 - газопровод-перемычка DN700 (проектируемый) до крана 7Г1, протяжен- ность – 0,2 км;
 - газопровод-перемычка DN700 (проектируемый) между МГ «Ямбург-Тула-1» и МГ «Ямбург-Тула-2», протяженность 0,19 км;
 - установка кранового узла DN700 (на проектируемом газопроводе- перемычке);
 - установка крановых узлов DN1000 (2 шт.) на МГ «Ямбург- Тула-2» в районе ПК 346+45;
 - установка электроизолирующих вставок DN1000 и DN700 на входе и выходе УКПГ-7 – 3 шт.

Западный коридор

- УКПГ-3:
 - газопровод-перемычка DN1000 (проектируемый) от кранового узла 306 до подключения в коллектор УКПГ-3 (1 нитка), протяженностью 0,1 км;
 - установка электроизолирующих вставок DN1000 и DN200 на входе и выходе УКПГ-3 – 2 шт.;

- УКПГ-2:
 - газопровод-перемычка DN150 от кранового узла 201 до кранового узла 2Б1 УКПГ-2, протяженность – 1,54 км;
 - газопровод-перемычка DN150 (проектируемый) в районе кранового узла №19, протяженность – 0,07 км;
 - установка кранового узла DN1400 на МГ «Ямбург- Елец-2» в районе ПК 165+40;
 - установка электроизолирующих вставок DN1000, DN250 и DN150 на входе и выходе УКПГ-2 – 4 шт.;
- УКПГ-1:
 - установка электроизолирующих вставок DN1000 и DN150 на входе и выходе УКПГ-1– 3 шт.

Проектными решениями предусматривается установка трехходовых кранов для запуска и приема очистных поршней с целью выноса жидкости из полости трубопроводов.

Установка трехходовых кранов для запуска ОУ предусматривается в районе кустов скважин на площадке МКУ. Установка трехходовых кранов для приема ОУ предусматривается на площадках УКПГ.

В проекте предусматривается строительство узла приема очистного устройства на площадках УКПГ-2 и УКПГ-3. Узел приема состоит из следующего оборудования:

- скребковый кран приема очистного устройства (7 шт. на УКПГ-2 и 6 шт. на УКПГ-3);
- пробкоуловитель (3 шт. на УКПГ-2 и 2 шт. на УКПГ-3);
- подземная дренажная емкость с погружным насосом.

Проектом также предусматривается строительство подъездных автомобильных дорог:

- проектируемая автодорога к КУ №415сп, категория IV-в, протяженность – 0,12 км;
- проектируемая автодорога к КУ №415сз, категория IV-в, протяженность – 0,12 км.

2.4 Основные проектные решения

2.4.1 Технологические решения

Технические решения представлены комплексом технологических, технических и организационных мероприятий, направленных на обеспечение эксплуатационной надежности, противопожарной и экологической безопасности запроектированных сооружений.

Характеристика и компонентный состав добываемого сеноманского газа представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 Характеристика и компонентный состав сеноманского газа

Наименование показателей	Единицы измерения	Значение
Плотность (абсолютная)	кг/м ³	0,68
Плотность (относительная по воздуху)	кг/м ³	0,562
Метан, (СН ₄)	% мольн.	98,02
Этан	% мольн.	0,006
Азот, (N ₂)	% мольн.	1,110
Углекислый газ, (СО ₂)	% мольн.	0,019
Вода (Н ₂ О)	% мольн.	0,6344
Сероводород	% мольн.	Отсутствует
Всего:	% мольн.	100
Содержание твердых примесей	мг/м ³	до 100
Размер частиц мех. примесей	мкм	от 5 до 500
Содержание в газе жидкой фазы (метанол, вода)	см ³ /м ³	до 20
Залповое поступление	м ³	до 2,5
Минерализация жидкости	мг/дм ³	от 500 до 20000
Максимальное объёмное содержание метанола в пластовой воде	%	50

2.4.1.1 МКУ

Сырьем для МКУ является сырой сеноманский газ, поступающий с кустов газовых скважин (КГС) № 202, № 203, № 205, № 207...215, № 302...305, № 307, № 308, № 310...317, № 415, № 420/421 Ямбургского НГКМ по газопроводам-шлейфам. Продукцией МКУ является компримированный сеноманский газ с давлением 0,45...0,70 МПа, температурой до +50 °С.

Проектируемые МКУ обеспечивают заданные выходные параметры газа в соответствии с прогнозными технологическими параметрами, представленными в таблице 2.5.

Таблица 2.5 Прогнозные технологические показатели

Период эксплуатации	Температура газа на входе, °С	Устьевое давление, МПа (абс.)	Давление выхода из МКУ, МПа (абс.)	Суммарный дебит газовых скважин, м ³ /сут.*
МКУ № 202 (8 скважин)				
2022	4,4	0,40	0,63-0,69	564358
2023	4,4	0,38	0,5-0,65	564400
2024	4,2	0,33	0,5-0,65	543387
2025	3,8	0,29	0,5-0,65	492843
2026	3,4	0,26	0,5-0,65	441572
2027	3,0	0,23	0,5-0,65	393409

Период эксплуатации	Температура газа на входе, °С	Устьевое давление, МПа (абс.)	Давление выхода из МКУ, МПа (абс.)	Суммарный дебит газовых скважин, м ³ /сут.*
2028	2,7	0,21	0,5-0,53	349328
2029	2,4	0,20	0,5-0,53	307148
2030	2,1	0,20	0,5-0,53	262471
2031	1,9	0,20	0,5-0,53	225534
2032	1,8	0,20	0,5-0,53	162774
2033	1,8	0,20	0,5-0,53	113588
2034	1,8	0,20	0,5-0,53	80886
2035	1,8	0,20	0,5-0,53	73062
2036	1,8	0,20	0,5-0,53	65383
2037	1,8	0,20	0,5-0,53	58592
МКУ № 203 (9 скважин)				
2023	4,0	0,42	0,55-0,65	564210
2024	4,0	0,40	0,53-0,65	563796
2025	3,8	0,34	0,53-0,65	540130
2026	3,4	0,30	0,53-0,65	492476
2027	3,1	0,27	0,53-0,65	444087
2028	2,8	0,24	0,50-0,53	397056
2029	2,5	0,22	0,50-0,53	357873
2030	2,4	0,20	0,50-0,53	307551
2031	2,4	0,20	0,50-0,53	236798
2032	2,1	0,20	0,50-0,53	205501
2033	2,0	0,20	0,50-0,53	179531
2034	1,9	0,20	0,50-0,53	144061
2035	1,9	0,20	0,50-0,53	114252
2036	1,8	0,20	0,50-0,53	102626
2037	1,8	0,20	0,50-0,53	92124
2038	1,8	0,20	0,50-0,53	82762
2039	1,8	0,20	0,50-0,53	62761
2040	1,8	0,20	0,50-0,53	58751
МКУ № 205 (9 скважин)				
2023	2,3	0,48	0,55-0,65	564722
2024	4,0	0,46	0,53-0,65	564583

Период эксплуатации	Температура газа на входе, °С	Устьевое давление, МПа (абс.)	Давление выхода из МКУ, МПа (абс.)	Суммарный дебит газовых скважин, м ³ /сут.*
2025	3,9	0,40	0,53-0,65	564497
2026	3,8	0,35	0,50-0,65	543537
2027	3,4	0,31	0,50-0,65	502643
2028	3,1	0,28	0,50-0,53	463520
2029	2,8	0,26	0,50-0,53	421060
2030	2,6	0,24	0,50-0,53	384052
2031	2,4	0,22	0,50-0,53	354911
2032	2,2	0,20	0,50-0,53	317878
2033	2,1	0,20	0,50-0,53	279568
2034	1,9	0,20	0,50-0,53	248826
2035	1,8	0,20	0,50-0,53	209724
2036	1,7	0,20	0,50-0,53	188583
2037	1,7	0,20	0,50-0,53	170507
2038	1,7	0,20	0,50-0,53	155173
2039	1,8	0,20	0,50-0,53	125378
2040	1,8	0,20	0,50-0,53	117594
МКУ № 207 (5 скважин)				
2022	4,7	0,30	0,55-0,65	228829
2023	4,4	0,28	0,55-0,65	223674
2024	4,1	0,26	0,53-0,65	196697
2025	4,1	0,25	0,53-0,65	191389
2026	4,0	0,24	0,53-0,65	181426
2027	6,1	0,20	0,53-0,65	149586
2028	5,7	0,20	0,50-0,53	135726
2029	5,2	0,20	0,50-0,53	122525
2030	4,8	0,20	0,50-0,53	96329
2031	4,5	0,20	0,50-0,53	73013
2032	4,0	0,20	0,50-0,53	67113
2033	3,7	0,20	0,50-0,53	61958
2034	3,4	0,20	0,50-0,53	57523
2035	3,1	0,20	0,50-0,53	53660
2036	2,8	0,20	0,50-0,53	50399

Период эксплуатации	Температура газа на входе, °С	Устьевое давление, МПа (абс.)	Давление выхода из МКУ, МПа (абс.)	Суммарный дебит газовых скважин, м ³ /сут.*
2037	2,7	0,20	0,50-0,53	47890
2038	2,5	0,20	0,50-0,53	45165
МКУ № 208 (10 скважин)				
2023	3,9	0,47	0,55-0,65	564380
2024	3,9	0,44	0,55-0,65	564057
2025	3,8	0,37	0,55-0,65	563867
2026	3,6	0,33	0,55-0,65	517096
2027	3,3	0,29	0,55-0,65	475506
2028	3,0	0,26	0,50-0,53	426891
2029	2,8	0,24	0,50-0,53	384109
2030	2,6	0,22	0,50-0,53	351399
2031	2,7	0,20	0,50-0,53	287431
2032	2,4	0,20	0,50-0,53	248887
2033	2,2	0,20	0,50-0,53	191825
2034	2,0	0,20	0,50-0,53	170382
2035	1,9	0,20	0,50-0,53	152259
2036	1,8	0,20	0,50-0,53	106022
2037	1,8	0,20	0,50-0,53	96341
2038	1,8	0,20	0,50-0,53	88530
2039	1,8	0,20	0,50-0,53	81889
2040	1,8	0,20	0,50-0,53	75827
МКУ № 209 (9 скважин)				
2023	2,2	0,48	0,55-0,65	564683
2024	4,2	0,46	0,53-0,65	564487
2025	4,1	0,39	0,53-0,65	564487
2026	4,0	0,34	0,53-0,65	544613
2027	3,6	0,31	0,55-0,65	502302
2028	3,3	0,28	0,50-0,53	459164
2029	2,9	0,25	0,50-0,53	415054
2030	2,9	0,23	0,50-0,53	370085
2031	2,6	0,21	0,50-0,53	339923
2032	2,3	0,20	0,50-0,53	302147

Период эксплуатации	Температура газа на входе, °С	Устьевое давление, МПа (абс.)	Давление выхода из МКУ, МПа (абс.)	Суммарный дебит газовых скважин, м ³ /сут.*
2033	2,0	0,20	0,50-0,53	263239
2034	1,9	0,20	0,50-0,53	216279
2035	1,8	0,20	0,50-0,53	191164
2036	1,7	0,20	0,50-0,53	169257
2037	1,7	0,20	0,50-0,53	150907
2038	1,7	0,20	0,50-0,53	93346
2039	1,7	0,20	0,50-0,53	87183
2040	1,7	0,20	0,50-0,53	80413
МКУ № 210 (7 скважин)				
2022	3,2	0,42	0,55-0,65	563985
2023	5,0	0,41	0,55-0,65	563930
2024	4,9	0,35	0,53-0,65	553411
2025	4,5	0,31	0,53-0,65	504626
2026	4,2	0,27	0,53-0,65	457319
2027	3,8	0,25	0,53-0,65	410716
2028	3,5	0,23	0,50-0,53	369020
2029	3,3	0,21	0,50-0,53	333546
2030	2,9	0,20	0,50-0,53	290782
2031	2,8	0,20	0,50-0,53	244932
2032	2,8	0,20	0,50-0,53	200515
2033	2,7	0,20	0,50-0,53	159680
2034	2,5	0,20	0,50-0,53	142087
2035	2,3	0,20	0,50-0,53	126993
2036	2,1	0,20	0,50-0,53	113945
2037	2,0	0,20	0,50-0,53	102357
2038	1,9	0,20	0,50-0,53	91917
2039	1,9	0,20	0,50-0,53	83287
МКУ № 211 (8 скважин)				
2022	4,3	0,44	0,55-0,65	564345
2023	4,3	0,42	0,55-0,65	564416
2024	4,3	0,35	0,53-0,65	562213
2025	3,9	0,32	0,53-0,65	515664

Период эксплуатации	Температура газа на входе, °С	Устьевое давление, МПа (абс.)	Давление выхода из МКУ, МПа (абс.)	Суммарный дебит газовых скважин, м ³ /сут.*
2026	3,6	0,28	0,53-0,65	472045
2027	3,2	0,26	0,53-0,65	427465
2028	2,8	0,23	0,50-0,53	380414
2029	2,7	0,21	0,50-0,53	334608
2030	2,4	0,20	0,50-0,53	294690
2031	2,0	0,20	0,50-0,53	254718
2032	1,8	0,20	0,50-0,53	219405
2033	2,0	0,20	0,50-0,53	160187
2034	1,8	0,20	0,50-0,53	141698
2035	1,7	0,20	0,50-0,53	110983
2036	1,7	0,20	0,50-0,53	98787
2037	1,7	0,20	0,50-0,53	87953
2038	1,8	0,20	0,50-0,53	78734
2039	1,8	0,20	0,50-0,53	71197
МКУ № 212 (6 скважин)				
2022	3,3	0,47	0,55-0,65	564790
2023	5,9	0,45	0,55-0,65	564812
2024	5,9	0,40	0,53-0,65	564679
2025	5,8	0,34	0,53-0,65	552517
2026	5,3	0,31	0,53-0,65	507550
2027	4,9	0,27	0,53-0,65	465521
2028	4,4	0,25	0,50-0,53	424419
2029	4,0	0,23	0,50-0,53	385145
2030	3,6	0,21	0,50-0,53	350514
2031	3,3	0,20	0,50-0,53	318575
2032	2,8	0,20	0,50-0,53	277210
2033	2,6	0,20	0,50-0,53	225852
2034	2,3	0,20	0,50-0,53	199398
2035	2,0	0,20	0,50-0,53	175726
2036	1,9	0,20	0,50-0,53	155637
2037	1,8	0,20	0,50-0,53	138757
2038	1,7	0,20	0,50-0,53	125229

Период эксплуатации	Температура газа на входе, °С	Устьевое давление, МПа (абс.)	Давление выхода из МКУ, МПа (абс.)	Суммарный дебит газовых скважин, м ³ /сут.*
2039	1,7	0,20	0,50-0,53	113876
2040	1,7	0,20	0,50-0,53	103946
МКУ № 213 (6 скважин)				
2022	4,0	0,25	0,55-0,65	362721
2023	3,8	0,24	0,55-0,65	351254
2024	3,5	0,22	0,55-0,65	316079
2025	3,2	0,21	0,53-0,65	280890
2026	3,5	0,21	0,53-0,65	215318
2027	3,0	0,20	0,53-0,65	186436
2028	2,6	0,20	0,50-0,53	159738
2029	2,2	0,20	0,50-0,53	106425
2030	1,9	0,20	0,50-0,53	92357
2031	1,8	0,20	0,50-0,53	78521
МКУ № 214 (8 скважин)				
2023	2,3	0,45	0,60-0,65	564309
2024	4,5	0,44	0,53-0,65	563986
2025	4,5	0,38	0,53-0,65	564028
2026	4,4	0,34	0,53-0,65	549007
2027	4,1	0,31	0,55-0,65	514265
2028	3,8	0,29	0,50-0,53	479389
2029	3,5	0,27	0,50-0,53	445818
2030	3,2	0,25	0,50-0,53	412025
2031	2,9	0,23	0,50-0,53	381232
2032	2,7	0,22	0,50-0,53	354599
2033	2,5	0,20	0,50-0,53	333240
2034	2,3	0,20	0,50-0,53	299880
2035	2,1	0,20	0,50-0,53	268711
2036	1,9	0,20	0,50-0,53	241608
2037	1,8	0,20	0,50-0,53	218726
2038	1,7	0,20	0,50-0,53	181014
2039	1,7	0,20	0,50-0,53	135520
2040	1,7	0,20	0,50-0,53	128091

Период эксплуатации	Температура газа на входе, °С	Устьевое давление, МПа (абс.)	Давление выхода из МКУ, МПа (абс.)	Суммарный дебит газовых скважин, м ³ /сут.*
МКУ № 215 (8 скважин)				
2023	2,4	0,45	0,50-0,65	564611
2024	4,2	0,43	0,50-0,65	564486
2025	4,2	0,37	0,50-0,65	564362
2026	3,9	0,33	0,50-0,65	529650
2027	3,6	0,30	0,50-0,65	491928
2028	3,3	0,27	0,45-0,53	452170
2029	3,0	0,25	0,45-0,53	413748
2030	2,7	0,23	0,45-0,53	380114
2031	2,5	0,21	0,45-0,53	340276
2032	2,5	0,20	0,45-0,53	310372
2033	2,2	0,20	0,45-0,53	275074
2034	2,0	0,20	0,45-0,53	245268
2035	1,9	0,20	0,45-0,53	220037
2036	1,8	0,20	0,45-0,53	197821
2037	1,7	0,20	0,45-0,53	178553
2038	1,7	0,20	0,45-0,53	161665
2039	1,7	0,20	0,45-0,53	147899
2040	1,8	0,20	0,45-0,53	138392
МКУ № 302 (8 скважин)				
2023	2,5	0,38	0,53-0,65	564579
2024	4,2	0,34	0,50-0,65	544011
2025	3,9	0,31	0,50-0,65	505448
2026	3,7	0,28	0,50-0,65	468423
2027	3,4	0,25	0,50-0,65	436918
2028	3,2	0,23	0,45-0,53	403895
2029	3,5	0,21	0,45-0,53	347493
2030	3,3	0,20	0,45-0,53	324048
2031	3,0	0,20	0,45-0,53	297621
2032	2,9	0,20	0,45-0,53	253927
2033	2,7	0,20	0,45-0,53	235366
2034	2,5	0,20	0,45-0,53	214712

Период эксплуатации	Температура газа на входе, °С	Устьевое давление, МПа (абс.)	Давление выхода из МКУ, МПа (абс.)	Суммарный дебит газовых скважин, м ³ /сут.*
2035	2,3	0,20	0,45-0,53	201775
2036	2,2	0,20	0,45-0,53	190781
2037	2,1	0,20	0,45-0,53	181511
2038	2,1	0,20	0,45-0,53	173150
2039	2,0	0,20	0,45-0,53	145301
2040	2,0	0,20	0,45-0,53	140581
МКУ № 303 (7 скважин)				
2023	4,0	0,28	0,50-0,65	477610
2024	3,7	0,27	0,50-0,65	443490
2025	3,8	0,24	0,50-0,65	391633
2026	3,5	0,22	0,50-0,65	360521
2027	3,3	0,20	0,50-0,65	334009
2028	3,0	0,20	0,45-0,53	306963
2029	2,8	0,20	0,45-0,53	281863
2030	2,6	0,20	0,45-0,53	260147
2031	2,4	0,20	0,45-0,53	240817
2032	2,4	0,20	0,45-0,53	225322
2033	2,3	0,20	0,45-0,53	191993
2034	2,2	0,20	0,45-0,53	181054
2035	2,1	0,20	0,45-0,53	175921
2036	2,1	0,20	0,45-0,53	174045
2037	2,0	0,20	0,45-0,53	169861
2038	2,0	0,20	0,45-0,53	169519
2039	2,0	0,20	0,45-0,53	168755
2040	2,0	0,20	0,45-0,53	167602
МКУ № 304 (8 скважин)				
2023	4,0	0,46	0,50-0,65	564697
2024	4,0	0,43	0,50-0,65	564696
2025	4,0	0,36	0,50-0,65	564524
2026	3,7	0,32	0,50-0,65	526698
2027	3,4	0,28	0,50-0,65	490156
2028	3,1	0,25	0,45-0,53	447596

Период эксплуатации	Температура газа на входе, °С	Устьевое давление, МПа (абс.)	Давление выхода из МКУ, МПа (абс.)	Суммарный дебит газовых скважин, м ³ /сут.*
2029	2,8	0,23	0,45-0,53	407805
2030	2,6	0,22	0,45-0,53	368308
2031	2,3	0,20	0,45-0,53	321273
2032	2,1	0,20	0,45-0,53	267605
2033	2,0	0,20	0,45-0,53	242475
2034	1,8	0,20	0,45-0,53	217980
2035	1,7	0,20	0,45-0,53	195751
2036	1,7	0,20	0,45-0,53	176418
2037	1,7	0,20	0,45-0,53	142948
2038	1,7	0,20	0,45-0,53	131056
2039	1,8	0,20	0,45-0,53	120141
2040	1,8	0,20	0,45-0,53	110885
МКУ № 305 (8 скважин)				
2023	2,1	0,50	0,50-0,65	565094
2024	4,3	0,46	0,50-0,65	564501
2025	4,3	0,40	0,50-0,65	564352
2026	4,3	0,34	0,50-0,65	559168
2027	3,9	0,30	0,50-0,65	525018
2028	3,6	0,28	0,45-0,53	482282
2029	3,3	0,25	0,45-0,53	445700
2030	3,0	0,23	0,45-0,53	411146
2031	2,8	0,22	0,45-0,53	376462
2032	2,6	0,21	0,45-0,53	337272
2033	2,6	0,20	0,45-0,53	310759
2034	2,3	0,20	0,45-0,53	282136
2035	2,1	0,20	0,45-0,53	257125
2036	2,0	0,20	0,45-0,53	235204
2037	1,9	0,20	0,45-0,53	217437
2038	1,8	0,20	0,45-0,53	201629
2039	1,7	0,20	0,45-0,53	187647
2040	1,7	0,20	0,45-0,53	157526
МКУ № 307 (7 скважин)				

Период эксплуатации	Температура газа на входе, °С	Устьевое давление, МПа (абс.)	Давление выхода из МКУ, МПа (абс.)	Суммарный дебит газовых скважин, м ³ /сут.*
2022	2,4	0,33	0,50-0,65	525339
2023	4,5	0,32	0,50-0,65	495295
2024	4,2	0,28	0,50-0,65	463673
2025	3,8	0,25	0,50-0,65	419582
2026	3,5	0,23	0,50-0,65	379611
2027	3,2	0,21	0,50-0,65	346596
2028	3,1	0,20	0,45-0,53	295805
2029	2,8	0,20	0,45-0,53	262416
2030	2,5	0,20	0,45-0,53	233153
2031	2,4	0,20	0,45-0,53	189269
2032	2,2	0,20	0,45-0,53	171097
2033	2,2	0,20	0,45-0,53	143005
2034	2,3	0,20	0,45-0,53	112455
2035	2,2	0,20	0,45-0,53	103376
2036	2,0	0,20	0,45-0,53	95081
2037	2,0	0,20	0,45-0,53	88306
2038	1,9	0,20	0,45-0,53	82337
2039	1,9	0,20	0,45-0,53	77239
2040	1,9	0,20	0,45-0,53	72914
МКУ № 308 (6 скважин)				
2022	1,9	0,35	0,50-0,65	269838
2023	3,1	0,34	0,50-0,65	261403
2024	2,8	0,31	0,50-0,65	241728
2025	2,6	0,29	0,50-0,65	222490
2026	2,4	0,25	0,50-0,65	191762
2027	2,4	0,24	0,50-0,65	178808
2028	2,2	0,22	0,45-0,53	166630
2029	2,1	0,20	0,45-0,53	155102
2030	2,0	0,20	0,45-0,53	142954
2031	2,0	0,20	0,45-0,53	113940
2032	1,9	0,20	0,45-0,53	106700
2033	1,8	0,20	0,45-0,53	99371

Период эксплуатации	Температура газа на входе, °С	Устьевое давление, МПа (абс.)	Давление выхода из МКУ, МПа (абс.)	Суммарный дебит газовых скважин, м ³ /сут.*
2034	1,7	0,20	0,45-0,53	73629
2035	1,7	0,20	0,45-0,53	70417
2036	1,7	0,20	0,45-0,53	65801
2037	1,7	0,20	0,45-0,53	64853
2038	1,7	0,20	0,45-0,53	64085
2039	1,7	0,20	0,45-0,53	63176
2040	1,7	0,20	0,45-0,53	62860
МКУ № 310 (8 скважин)				
2023	4,6	0,38	0,50-0,65	564622
2024	4,5	0,34	0,50-0,65	564389
2025	4,2	0,31	0,50-0,53	519506
2026	3,8	0,27	0,50-0,53	471991
2027	3,4	0,24	0,50-0,53	433197
2028	3,0	0,22	0,45-0,53	390896
2029	2,7	0,21	0,45-0,53	348106
2030	2,4	0,20	0,45-0,53	311026
2031	2,3	0,20	0,45-0,53	256041
2032	2,1	0,20	0,45-0,53	208244
2033	2,0	0,20	0,45-0,53	166501
2034	1,8	0,20	0,45-0,53	148094
2035	1,7	0,20	0,45-0,53	132229
2036	1,7	0,20	0,45-0,53	101594
2037	1,7	0,20	0,45-0,53	92235
2038	1,7	0,20	0,45-0,53	83961
2039	1,7	0,20	0,45-0,53	76770
2040	1,8	0,20	0,45-0,53	70427
МКУ № 311 (8 скважин)				
2023	4,7	0,39	0,50-0,65	564672
2024	4,7	0,36	0,50-0,65	564522
2025	4,4	0,32	0,50-0,65	524058
2026	4,0	0,29	0,50-0,65	482284
2027	3,6	0,25	0,50-0,65	448997

Период эксплуатации	Температура газа на входе, °С	Устьевое давление, МПа (абс.)	Давление выхода из МКУ, МПа (абс.)	Суммарный дебит газовых скважин, м ³ /сут.*
2028	3,3	0,23	0,45-0,53	411742
2029	3,0	0,22	0,45-0,53	374039
2030	2,7	0,21	0,45-0,53	341838
2031	2,5	0,20	0,45-0,53	310511
2032	2,5	0,20	0,45-0,53	245098
2033	2,4	0,20	0,45-0,53	207626
2034	2,2	0,20	0,45-0,53	190377
2035	2,0	0,20	0,45-0,53	174861
2036	1,9	0,20	0,45-0,53	161297
2037	1,8	0,20	0,45-0,53	150049
2038	1,7	0,20	0,45-0,53	140104
2039	1,7	0,20	0,45-0,53	131311
2040	1,7	0,20	0,45-0,53	123729
МКУ № 312 (7 скважин)				
2022	5,1	0,31	0,50-0,65	492739
2023	5,1	0,28	0,50-0,65	466622
2024	5,0	0,24	0,50-0,65	428486
2025	4,8	0,22	0,50-0,65	385285
2026	4,7	0,21	0,50-0,65	345367
2027	4,5	0,20	0,50-0,65	308345
2028	4,2	0,20	0,50-0,65	271887
2029	4,3	0,20	0,45-0,53	215474
2030	4,5	0,20	0,45-0,53	191449
2031	5,6	0,20	0,45-0,53	153095
2032	3,8	0,20	0,45-0,53	122112
2033	4,2	0,20	0,45-0,53	111105
2034	4,6	0,20	0,45-0,53	102219
2035	2,0	0,20	0,45-0,53	67853
2036	2,0	0,20	0,45-0,53	50209
2037	2,0	0,20	0,45-0,53	49783
МКУ № 313 (7 скважин)				
2022	2,2	0,36	0,7	520590

Период эксплуатации	Температура газа на входе, °С	Устьевое давление, МПа (абс.)	Давление выхода из МКУ, МПа (абс.)	Суммарный дебит газовых скважин, м³/сут.*
2023	4,3	0,34	0,7	497894
2024	3,8	0,29	0,7	455603
2025	3,4	0,26	0,7	409580
2026	3,1	0,24	0,7	366834
2027	2,7	0,22	0,6	325741
2028	2,5	0,22	0,6	286892
2029	2,2	0,21	0,6	252629
2030	2,0	0,21	0,6	195666
2031	2,1	0,21	0,6	161195
2032	2,0	0,21	0,6	145423
2033	2,0	0,21	0,6	118730
2034	1,9	0,20	0,6	109046
2035	2,0	0,21	0,6	63017
2036	1,7	0,20	0,6	64370
МКУ № 314 (8 скважин)				
2023	2,1	0,48	0,7	564432
2024	4,4	0,45	0,7	564174
2025	4,3	0,38	0,7	564199
2026	4,2	0,33	0,7	544570
2027	3,8	0,29	0,6	504594
2028	3,4	0,26	0,6	458382
2029	3,0	0,23	0,6	415534
2030	2,7	0,22	0,6	371633
2031	2,5	0,20	0,6	324760
2032	2,3	0,20	0,6	278118
2033	2,0	0,20	0,6	240147
2034	1,8	0,20	0,6	210323
2035	1,7	0,20	0,6	184889
2036	1,7	0,20	0,6	143829
2037	1,7	0,20	0,6	129292
2038	1,7	0,20	0,6	81772
2039	1,8	0,20	0,6	94015

Период эксплуатации	Температура газа на входе, °С	Устьевое давление, МПа (абс.)	Давление выхода из МКУ, МПа (абс.)	Суммарный дебит газовых скважин, м ³ /сут.*
2040	1,9	0,20	0,6	56161
МКУ № 315 (8 скважин)				
2023	2,1	0,43	0,7	564770
2024	4,5	0,38	0,7	564640
2025	4,3	0,33	0,7	536368
2026	4,0	0,30	0,7	491688
2027	3,6	0,26	0,6	453983
2028	3,3	0,24	0,6	415228
2029	3,0	0,22	0,6	374668
2030	2,7	0,21	0,6	339252
2031	2,5	0,20	0,6	303343
2032	2,3	0,20	0,6	248654
2033	2,2	0,20	0,6	202462
2034	2,0	0,20	0,6	179422
2035	1,9	0,20	0,6	141325
2036	1,9	0,20	0,6	129048
2037	1,8	0,20	0,6	100589
2038	1,8	0,20	0,6	92723
2039	1,8	0,20	0,6	85626
2040	1,8	0,20	0,6	64682
МКУ № 316 (8 скважин)				
2022	2,2	0,41	0,7	564256
2023	4,3	0,38	0,7	563704
2024	4,1	0,34	0,7	533865
2025	3,8	0,31	0,7	493191
2026	3,4	0,28	0,7	451839
2027	3,1	0,24	0,6	419189
2028	2,8	0,23	0,6	381716
2029	2,5	0,21	0,6	347978
2030	2,3	0,20	0,6	316861
2031	2,1	0,20	0,6	280362
2032	2,0	0,20	0,6	232606

Период эксплуатации	Температура газа на входе, °С	Устьевое давление, МПа (абс.)	Давление выхода из МКУ, МПа (абс.)	Суммарный дебит газовых скважин, м ³ /сут.*
2033	1,8	0,20	0,6	209315
2034	1,7	0,20	0,6	188943
2035	1,7	0,20	0,6	156202
2036	1,7	0,20	0,6	144614
2037	1,7	0,20	0,6	134370
2038	1,7	0,20	0,6	108437
2039	1,8	0,20	0,6	103061
2040	1,8	0,20	0,6	81682
МКУ № 317 (8 скважин)				
2023	4,4	0,49	0,7	564331
2024	4,4	0,45	0,7	564201
2025	4,4	0,39	0,7	564210
2026	4,3	0,34	0,7	548573
2027	3,8	0,30	0,6	514872
2028	3,5	0,27	0,6	471386
2029	3,1	0,25	0,6	429743
2030	2,8	0,23	0,6	390411
2031	2,5	0,21	0,6	353389
2032	2,3	0,20	0,6	323738
2033	2,0	0,20	0,6	279662
2034	1,8	0,20	0,6	244776
2035	1,7	0,20	0,6	214476
2036	1,7	0,20	0,6	188732
2037	1,8	0,20	0,6	167374
2038	1,8	0,20	0,6	148261
2039	1,9	0,20	0,6	122035
2040	1,9	0,20	0,6	112219
МКУ № 415 (4 скважины)				
2023	4,1	0,26	0,7	396340
2024	3,7	0,23	0,7	347168
2025	5,9	0,21	0,7	316717
2026	5,6	0,21	0,7	299617

Период эксплуатации	Температура газа на входе, °С	Устьевое давление, МПа (абс.)	Давление выхода из МКУ, МПа (абс.)	Суммарный дебит газовых скважин, м ³ /сут.*
2027	5,3	0,20	0,6	278546
2028	5,0	0,20	0,6	260793
2029	4,8	0,20	0,6	243229
2030	4,6	0,20	0,6	233291
2031	4,4	0,20	0,6	223940
2032	4,3	0,20	0,6	215136
2033	4,1	0,20	0,6	205426
МКУ № 420/421 (3/3 скважины)				
2023	4,3	0,47	0,7	561681
2024	4,1	0,43	0,7	548606
2025	4,8	0,39	0,7	517460
2026	4,6	0,35	0,7	491158
2027	4,5	0,32	0,6	466996
2028	4,3	0,29	0,6	443768
2029	4,1	0,26	0,6	420523
2030	3,9	0,22	0,6	390184
2031	3,7	0,21	0,6	368934
2032	3,5	0,20	0,6	347037
2033	3,4	0,20	0,6	317421

* Здесь и далее по тексту расход газа приведен при нормальных условиях (при температуре 0 °С, давлении 760 мм рт. ст.).

Прогнозные объемы технологических показателей КГС № 202, № 203, № 205, № 207...215, № 302...305, № 307, № 308, № 310...317, № 415, № 420/421 приняты согласно письму № 2-24/19738 от 19.10.2018 г. ООО «Газпром добыча Ямбург».

В проекте приняты технические решения на основе МКУ с винтовым компрессором и электроприводом производства ОАО «Казанькомпрессормаш» (МКУ № 202, № 203, № 205, № 207...215, № 415, № 420/421) и МКУ с винтовым компрессором и электроприводом производства ОАО «Пензкомпрессормаш» (МКУ № 302...305, № 307, № 308, № 310...317).

Принятые в МКУ технические решения позволяют эксплуатировать установку в автономном, автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала (малолюдные технологии) в течение года. Нарботка между техобслуживанием не менее 8700 часов.

Модульные компрессорные установки обеспечивают компримирование и охлаждение, поступающего с кустов газовых скважин, неподготовленного пластового газа с наличием жидкости, механических примесей и периодическими залповыми выбросами жидкости объемом $2,5 \text{ м}^3/2,0 \text{ м}^3$ (далее по тесту в числителе представлены данные для МКУ производства ПАО «Казанькомпрессормаш», а в знаменатели для МКУ производства ОАО «Пензкомпрессормаш»).

Компримирование газа осуществляется в одну ступень сжатия на винтовом компрессорном агрегате.

Для обеспечения эффективной очистки пластового газа в составе МКУ предусматривается система защиты от залповых выбросов, отделения от газа пластовой жидкости и механических примесей. Очистка пластового газа предусматривается в сепараторе-пробкоуловителе СП101/сепараторе (С101). Сепарационные элементы изготавливаются из материала с толщиной очистки 10 мкм.

Количество твердых и жидких примесей в газе после установки очистки должно соответствовать следующим требованиям:

- содержание механических примесей (при стандартных условиях) – до 1 мг/м^3 ;
- содержание капельной жидкости (при стандартных условиях) – до 5 мг/м^3 ;
- полная очистка от примесей размером более 10 мкм;
- гидравлическое сопротивление сепараторов – не более 0,012 МПа.

Для обеспечения охлаждения газа, до температуры необходимой для безаварийного транспорта газа по газосборной системе, в составе МКУ предусматривается аппарат воздушного охлаждения газа (температура газа на выходе с МКУ не более $+50 \text{ }^\circ\text{C}$).

МКУ включает следующие технологические процессы:

- дистанционное отсечение МКУ и открытие байпасного крана;
- прием жидкостной пробки;
- очистка газа от капельной жидкости, механических примесей;
- компримирование газа;
- очистка газа от масла;
- охлаждение сжатого газа и масла;
- подача метанола;
- отвод пластовой воды в газовый шлейф и в передвижные средства;
- замер газа, пластовой жидкости.

Для осуществления названных процессов в составе МКУ предусмотрены следующие технологические объекты:

- поз.1 Модульная компрессорная установка;
- поз.4 Внутриплощадочные сети.

Принципиальная технологическая схема МКУ производства ПАО «Казанькомпрессормаш» представлена на чертежах 1004023ПД/04-МКУ-СХ-ИОС7.1.ГЧ лист 1.

Характеристика проектируемого технологического оборудования МКУ производства ПАО «Казанькомпрессормаш» представлена в таблице 2.6.

Таблица 2.6 Характеристика проектируемого технологического оборудования МКУ

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристики	Примечание
Модульная компрессорная установка (поз. 1)				
СП101	Сепаратор-пробкоуловитель	1	$Q_{г*}=1730...18003$ $/3755...23533 \text{ м}^3/\text{ч}$ $V^*=8,4 \text{ м}^3/9,0 \text{ м}^3$ $P_{\text{тех.}}=0,1...0,5 \text{ МПа (изб.)}$, $P_{\text{расч.}}=1,6 \text{ МПа (изб.)}$	1 рабочий. Размещен в блоке
Н401, Н402	Насосный агрегат	2	$Q=2 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H=80 \text{ м}$	1 рабочий, 1 резервный. Размещены в блоке
Ф401, Ф402	Фильтр сетчатый	2	$Q=2 \text{ м}^3/\text{ч}$, $B=0,2 \text{ мкм}$	1 рабочий, 1 резервный. Размещены в блоке
КМ101	Компрессор винтовой	1	$Q_{г*}=1730...18003$ $/3755...23533 \text{ м}^3/\text{ч}$; $P_{\text{тех. вх.}}=0,1...0,5 \text{ МПа (изб.)}$, $P_{\text{тех. вых.}}=0,45...0,76 \text{ МПа (изб.)}$, $P_{\text{расч.}}=1,6 \text{ МПа (изб.)}$	1 рабочий. Размещен в блоке
МО101	Маслоотделитель	1	$P_{\text{расч.}}=1,6 \text{ МПа (изб.)}$, $Q_{г*}=1730...18003$ $/3755...23533 \text{ м}^3/\text{ч}$, $V=3,3 \text{ м}^3/4,65 \text{ м}^3$	1 рабочий. Размещен в блоке
Ф101	Фильтр газовый	1	DN 250/400, PN 16	1 рабочий. Размещен в блоке

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристики	Примечание
ФК102	Фильтр-коалесцер	1	Q _г *=1730...18003 /3755...23533 м ³ /ч, P _{расч.} =1,6 МПа (изб.), V* = 0,55 м ³ /1,26 м ³	1 рабочий. Размещен в блоке
БФ-201	Блок фильтров тонкой очистки	1	P _{расч.} =1,6 МПа (изб.), V=0,012 м ³	1 рабочий. Размещен в блоке
БФ-301	Блок фильтров грубой очистки	1	P _{расч.} =1,6 МПа (изб.), V=0,012 м ³	1 рабочий. Размещен в блоке
Н301, Н302	Насосный агрегат	2	Q=400/800* л/мин, H=110* м	1 рабочий, 1 резервный. Размещены в блоке
АС 201	Агрегат смазки (рама-маслобак)		P _{расч.} =0,6 МПа (изб.), V=1,2 м ³	1 рабочий. Размещен в блоке
Б301,	Бак (слив утечек)	1	P _{расч.} =0,6 МПа (изб.), V=0,25 м ³	1 рабочий. Размещен в блоке
Ф201	Фильтр масляный	1	DN 50, PN 16	1 рабочий. Размещен в блоке
Н201,	Насос масла	2	Q=40 л/мин, H=70 м	1 рабочий Размещен в блоке
Н202	Насос масла	2	Q=40 л/мин, H=40 м	1 рабочий Размещен в блоке
АТ101	АВО газа	1	Q _г =1730...18003 /3755...23533 м ³ /ч, P _{тех.} =0,45... 0,76 МПа (изб.), T _{вх.} =+80...100* °С, T _{вых.} =+20...50 °С	1 рабочий. Размещен на крыше МКУ
АТ201	Маслоохладитель (система смазки)	1	P _{тех.} =1,1* МПа (изб.), T _{вх.} =+90* °С, T _{вых.} =+60...70* °С Q=80* л/мин	1 рабочий. Размещен на крыше МКУ

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристики	Примечание
АТ301	АВО масла (система впрыска)	1	Ртех.=0,75...1,0* МПа (изб.), Твх.=90 °С, Твых.=60...80 °С Q*=350/800 л/мин	1 рабочий. Размещен на крыше МКУ
ЕД401	Емкость дренажная	1	V=4,43 м ³ , Ррасч.=0,07 МПа (изб.)	Размещена в блоке под входным сепаратором
Н403	Полупогружной электронасос	1	Q=2 м ³ /ч, Н=80 м	Полупогружной насос

*параметры подлежат уточнению.

МКУ предназначена для повышения давления газа скважин кустов до давления, необходимого для транспорта газа до УКПГ Ямбургского НГКМ и поддержании необходимого давления на входе ДКС.

Сырой газ от существующих кустов газовых скважин транспортируется по существующим газопроводам-шлейфам, диаметром 325, 530 мм (подлежит уточнению для каждого КГС), до сборного коллектора, с температурой от минус 10 до +13 °С, давлением 0,1...0,6 МПа.

Модульная компрессорная установка – блочно-модульного исполнения полной заводской готовности, состоящая из следующих сооружений:

Блок компрессорный;

- АВО газа;
- АВО масла;
- Трубопроводная обвязка и арматура;
- Площадки обслуживания и лестничные марши.

Газ от существующего шлейфа DN 300, DN 500 (подлежит уточнению для каждого КГС) по проектируемому газопроводу (диаметр подлежит уточнению для каждого КГС), через кран шаровой с электроприводом КШЭ101.1, поступает во входной сепаратор-пробкоуловитель СП101, объемом 8,4 м³/9 м³ (МКУ-500/МКУ-1000), где отделяются капельная жидкость и механические примеси.

В связи с низким давлением (0,1 МПа) на входе в МКУ установка обратных клапанов перед сепарационным оборудованием (согласно п.10.3.11 ГОСТ 32569-2013) не предусматривается, так как установка обратных клапанов ведет к увеличению гидравлических потерь (вызванная конструкцией обратных клапанов) на входной обвязке компрессора и невозможности достижения на компрессорной установке нужной степени сжатия.

Установка предохранительных клапанов на сепараторе-пробкоуловителе СП101 не предусматривается, так как расчетное давление аппаратов превышает источник давления (статическое давление и давление нагнетания компрессора), при пожаре защита аппаратов осуществляется алгоритмом системы ПАЗ (предусмотрено автоматическое закрытие арматуры на входе и выходе установки (КШ101, КШ120) и открытие крана КШ121, сброс газа с контура МКУ – автоматический, открытие арматуры КСЛ102, КД101).

Для обеспечения работы сепаратора-пробкоуловителя СП101 без гидрозатвора в аппарате предусмотрена замкнутая полость для отвода жидкости с полотен прямоточных каплеуловителей. Кубовая часть и замкнутая полости сепаратора-пробкоуловителя СП101 оборудованы отдельными уровнемерами. При достижении уровня 650 мм в кубовой полости сепаратора-пробкоуловителя СП101 открывается кран шаровой КШ417 (КШ418), включается агрегат насосный Н401 (Н402). При достижении уровня 850 мм в кубовой полости сепаратора-пробкоуловителя СП101 в работу включается резервная линия, открывается кран шаровой КШ418 (КШ417), включается агрегат насосный Н402 (Н401). При снижении уровня до 650 мм в кубовой полости сепаратора-пробкоуловителя СП101 резервная линия отключается. Откачка пластовой жидкости из сепаратора-пробкоуловителя СП101 осуществляется в нагнетательный трубопровод компрессорной установки.

При понижении уровня жидкости в сепараторе-пробкоуловителе СП101 ниже 190 мм и при превышении уровня выше 750 мм по сигналу приборов срабатывает предупредительная сигнализация, а при уровне ниже 170 мм и выше 930 мм аварийная.

При достижении максимального уровня в замкнутой полости сепаратора-пробкоуловителя СП101, по сигналу уровнемера, открывается электромагнитный клапан КСЛ401, и пластовая жидкость сбрасывается в дренажную емкость ЕД401 $V=4,9 \text{ м}^3$.

Насосные агрегаты Н401 (Н402) предусматриваются с ЗРА, фильтрами на входе, воздушниками, дренажами и приборами КИПиА. Для защиты насосов Н401 (Н402) от сухого хода на линии выхода пластовой жидкости из насосов устанавливается реле потока. В обвязке насосных агрегатов Н401 (Н402) предусмотрена возможность подачи пластовой жидкости на установку сжигания промышленных стоков (перспектива).

При залповом поступлении пластовой жидкости (пробки) или выходе из строя насосов Н401, Н402 предусмотрен сброс пластовой жидкости из СП101 в дренажную емкость ЕД401 через шаровой кран КШ423.

Откачка пластовой жидкости из дренажной емкости ЕД401 в нагнетательный трубопровод компрессорной установки, осуществляется через кран шаровой КШ425 с помощью насоса Н403 по уровню. Технологической схемой предусмотрено переключение для откачки пластовой жидкости в передвижные средства.

Емкость дренажная ЕД401 также предназначена для слива отработанного масла с маслоотделителя МО101 и продуктов пропарки с сепаратора-пробкоуловителя СП101, маслоотделителя МО101 и фильтр-коалесцера ФК101 при проведении регламентных работ.

Откачка масла и продуктов пропарки из емкости дренажной ЕД401 осуществляется в автоцистерны с вакуумным насосом.

Газ от сепаратора-пробкоуловителя СП101 через газовый фильтр Ф101 подается в компрессорный агрегат КМ101, где смешивается с впрыскиваемым маслом, сжимается до давления 0,45...0,76 МПа.

Для уплотнения зазоров проточной части компрессора и охлаждения газа (снижение температуры сжатия) в полость сжатия подается синтетическое масло.

Сжатая газомасляная смесь по нагнетательному трубопроводу подается в маслоотделитель МО101, в котором происходит отделение газа от масла.

Давление в маслоотделителе МО101 поддерживается регулятором давления КПД101, установленным на линии выхода газа после фильтр-коалесцера ФК101.

Масло в МО101 стекает в нижнюю часть маслоотделителя, а газ через патрубок в верхней крышке маслоотделителя поступает в АВО газа для охлаждения.

Масло из маслоотделителя МО101, через блок фильтров грубой очистки БФ301, подается насосным агрегатом Н301 (Н302) в АВО масла АТ301. Охлажденное масло поступает в коллектор впрыска и смазки, из которого поступает на впрыск в компрессорный агрегат. При одноконтурной системе смазки масло также подается через фильтр тонкой очистки подается на подшипники, уплотнения и разгрузочный поршень компрессорного агрегата. При двухконтурной системе смазки масло на подшипники, уплотнения и разгрузочный поршень компрессорного агрегата подается насосом агрегатом Н201 (Н202) установленным на агрегате смазки АС201.

Поддержание уровня масла в маслоотделителе осуществляется автоматически, подачей масла во всасывающую линию компрессорного агрегата от агрегата смазки АС201. При снижении уровня масла в маслоотделителе МО101 до 170 мм включается насос Н303 и открывается клапан запорный КСЛ303, при достижении уровня 450 мм клапан закрывается, насос отключается.

Для защиты технологической обвязки и оборудования МКУ от превышения давления предусмотрен блок предохранительных клапанов БПК101. Сброс газа с предохранительных клапанов выполняется на свечу рассеивания.

Дренаж с масляных фильтров и маслоотделителя МО101 сливается в инвентарную емкость.

Газ от маслоотделителя МО101, с температурой +80...+100 °С, направляется в АВО газа АТ101, где охлаждается до +20...+50 °С. АВО газа АТ101 предусматривается с частотным регулированием и электроприводными жалюзи.

После охлаждения в АВО АТ101 газ через фильтр-коалесцер ФК101, где происходит окончательная очистка газа от масла, (через счетчик расхода) подается, по проектируемому газопроводу, в существующий газопровод-шлейф через кран шаровой с электроприводом КШ120.

Отделившееся в фильтр-коалесцере ФК101 масло сбрасывается во всасывающую линию компрессорного агрегата.

Регулирование производительности компрессорной установки при пусковом и рабочем режиме, осуществляется золотником с гидроприводом, а также перепуском газа с нагнетательной линии, через АВО газа и фильтр-коалесцер ФК101, на вход в сепаратор-пробкоуловитель СП101 по трубопроводу ГС4-100-16-О (через клапан запорно-регулирующий с электроприводом КД101).

Проектной документацией предусмотрена перемычка (трубопровод с электрообогревом) между входным и нагнетательным газопроводом, с установленным на ней краном шаровым с электроприводом КШ121. При неработающем МКУ кран КШ121 открыт, кран входа КШ101 и кран выхода КШ120 – закрыты.

Для обеспечения безгидратного режима работы газосборных сетей предусматривается подача метанола в нагнетательный трубопровод на выходе из МКУ через кран шаровый с электроприводом КШ501.

Также предусмотрена подача метанола на куст газовых скважин через кран шаровый с электроприводом КШ502.

Подача метанола осуществляется по существующему метанолопроводу от УКПГ до КГС. Регулирование расхода метанола осуществляется в СПИ установленных в Пункте переключающей арматуры УКПГ (этап 2-5 (УКПГ-2), этап 4-5 (УКПГ-4) проекта «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского НГКМ. 2-й этап реконструкции»).

Оборудование и трубопроводы модульной компрессорной установки оборудуются свечами рассеивания для сброса остаточного газа в атмосферу. Высота свечей запроектирована не менее, чем три метра над обслуживаемыми площадками в радиусе 15 м.

Для продувки газовой системы предусмотрена подача инертного газа (азота) от передвижной азотной компрессорной станции.

При выводе оборудования МКУ на ремонт, сброс давления (сдувки) осуществляются на свечу, расположенную на блоке компрессорном.

Принципиальная технологическая схема МКУ производства ОАО «Пензкомпрессормаш» представлена на чертежах 1004023ПД/04-МКУ-СХ-ИОС7.1.ГЧ лист 2.

Характеристика проектируемого технологического оборудования МКУ производства ОАО «Пензкомпрессормаш» представлена в таблице 2.7.

Таблица 2.7 Характеристика проектируемого технологического оборудования МКУ

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристики	Примечание
Модульная компрессорная установка (поз. 1)				
С101	Сепаратор	1	$Q_{г}=13750/27500^{**}$ $m^3/ч,$ $V^*=6,2 m^3,$ $P_{тех.} = 0,1 \dots$ $0,3 \text{ МПа (изб.)},$ $P_{расч.} = 1,6 \text{ МПа}$ $(изб.)$	1 рабочий. Размещен в блоке
Н301, Н302	Насосный агрегат	2	$Q=5 m^3/ч, H=100 \text{ м}$	1 рабочий, 1 резервный. Размещены в блоке
Ф301, Ф302	Фильтр сетчатый	2		1 рабочий, 1 резервный. Размещены в блоке
КМ101	Компрессор	1	$Q_{г}=11077,08/22154,1$ $6^{**} m^3/ч;$ $P_{раб. вх.} = 0,1 \dots$ $0,39 \text{ МПа (изб.)},$ $P_{раб. вых.} = 0,55 \dots$ $0,80 \text{ МПа (изб.)},$ $P_{расч.} = 1,6 \text{ МПа}$ $(изб.)$	1 рабочий. Размещен в блоке
ГРЗ	Гидрораспределитель электромагнитный	1		1 рабочий. Размещен в блоке
МО101	Маслоотделитель	1	$P_{расч.} = 1,2 \text{ МПа}$ $(изб.),$ $Q_{г}=11077,08/22154,1$ $6^{**} m^3/ч, V=2,2 m^3,$ $V_{масла} = 700л$	1 рабочий. Размещен в блоке
ФК101	Фильтр-коалесцер	1	$P_{расч.} = 1,6 \text{ МПа}$ $(изб.),$ $P_{тех.} = 0,5 \dots$ $1,05 \text{ МПа (изб.)},$ $V^*=1,1 m^3$	1 рабочий. Размещен в блоке
Ф201, Ф202	Фильтр масляный	2		1 рабочий, 1 резервный. Размещен в блоке
Ф203	Фильтр масляный	1		1 рабочий. Размещен в блоке

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристики	Примечание
Н201	Насос масла	1	Q=1,6 м ³ /ч, Рраб.вых.=1,6 МПа	1 рабочий Размещен в блоке
Н501, Н502	Насос масла	2	Q=10 м ³ /ч, Рраб.вых.= 1,0 МПа(изб.)	1 рабочий, 1 резервный. Размещен в блоке
Ф502, Ф503	Фильтр масляный	2		1 рабочий, 1 резервный. Размещен в блоке
Ф204	Фильтр сетчатый	1		1 рабочий, Размещен в блоке
Ф501	Фильтр сетчатый	1		1 рабочий Размещен в блоке
МБ201	Маслобак	1	V=300 л	Размещен в блоке
МБ501	Маслобак	1	V=500 л	Размещен в блоке
АТ101	Газоохладитель	1	QГ=11077,08/22154,1 6** м ³ /ч, Рраб.=0,8 МПа (изб.), Твх.=+90* °С, Твых.=+40 °С	1 рабочий. Размещен в блоке
АТ201	Маслоохладитель (система впрыска)	1	Рраб.=1,0* МПа (изб.), Твх.=+90* °С, Твых.=+60* °С Q=12/24** м ³ /ч	1 рабочий. Размещен в блоке
АТ501	Маслоохладитель (система смазки)	1	Рраб.=1,0* МПа (изб.), Твх.=+70 °С, Твых.=+50 °С Q*=10 м ³ /ч	1 рабочий. Размещен в блоке
Б301	Емкость дренажная	1	V=4,2 м ³ , Ррасч.=0,07 МПа (изб.)	Размещена в блоке
Б401	Бак расширительный	1	V=0,24 м ³ , Рпредв.=0,1 МПа (изб.)	1 рабочий. Размещен в блоке
БН	Бак напорный	1	V=50 л	1 рабочий. Размещен в блоке

Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристики	Примечание
АВО401	Аппарат воздушного охлаждения этиленгликоля	1	Q=50/100** м ³ /ч, Рраб.=0,6* МПа (изб.), Твх.=+40 °С, Твых.=+30 °С	1 рабочий. Размещен на крыше МКУ
Н401, Н402	Насос этиленгликоля	2	Q=50/100** м ³ /ч, Н=37 м	1 рабочий, 1 резервный. Размещен в блоке
Ф401, Ф402	Фильтр сетчатый	2		1 рабочий, 1 резервный. Размещены в блоке

*параметры подлежат уточнению.

**параметры через дробь указаны для МКУ-500/МКУ-1000

МКУ предназначена для повышения давления газа скважин кустов до давления, необходимого для транспорта газа до УКПГ Ямбургского НГКМ и поддержания необходимого давления на входе ДКС.

Сырой газ от существующих кустов газовых скважин транспортируется по существующим газопроводам-шлейфам, диаметром 325, 530 мм (подлежит уточнению для каждого КГС), до сборного коллектора, с температурой от минус 10 до +13 °С, давлением 0,1...0,6 МПа.

Модульная компрессорная установка – блочно-модульного исполнения полной заводской готовности, состоящая из следующих сооружений:

- Блок компрессорный;
- АВО этиленгликоля;
- Трубопроводная обвязка и арматура;
- Площадки обслуживания и лестничные марши.

Газ от существующего шлейфа DN 300, DN 500 (подлежит уточнению для каждого КГС) по проектируемому газопроводу (диаметр подлежит уточнению для каждого КГС), через кран шаровой с электроприводом КШЭ101, поступает во входной сепаратор С101, объемом 6,2 м³ (МКУ-500/МКУ-1000), где отделяются капельная жидкость и механические примеси.

В связи с низким давлением (0,1 МПа) на входе в МКУ установка обратных клапанов перед сепарационным оборудованием (согласно п.10.3.11 ГОСТ 32569-2013) не предусматривается, так как установка обратных клапанов ведет к увеличению гидравлических потерь (вызванная конструкцией обратных клапанов) на входной обвязке компрессора и невозможности достижения на компрессорной установке нужной степени сжатия.

Установка предохранительных клапанов на сепараторе С101 не предусматривается, так как расчетное давление аппаратов превышает источник давления (статическое давление и давление нагнетания компрессора), при пожаре защита аппаратов осуществляется алгоритмом системы ПАЗ (предусмотрено автоматическое закрытие арматуры на входе и выходе установки (КШЭ101, КШЭ102) и открытие крана КШЭ103, сброс газа с контура МКУ – автоматический, открытие арматуры КЭ102, КР101).

Для обеспечения работы сепаратора С101 без гидрозатвора в аппарате предусмотрена замкнутая полость для отвода жидкости с полостен прямоточных каплеуловителей. Кубовая часть и замкнутая полости сепаратора С101 оборудованы отдельными уровнемерами. При достижении уровня 650 мм в кубовой полости сепаратора С101 открывается кран шаровой КШ309 (КШ315), включается агрегат насосный Н301 (Н302). При достижении уровня 850 мм в кубовой полости сепаратора С101 в работу включается резервная линия, открывается кран шаровой КШ418 (КШ417), включается агрегат насосный Н302 (Н301). При снижении уровня до 650 мм. в кубовой полости сепаратора С101 резервная линия отключается. Откачка пластовой жидкости из сепаратора С101 осуществляется в нагнетательный трубопровод компрессорной установки.

При понижении уровня жидкости в сепараторе С101 ниже 190 мм и при превышении уровня выше 750 мм по сигналу приборов срабатывает предупредительная сигнализация, а при уровне ниже 170 мм и выше 930 мм аварийная.

При достижении максимального уровня в сепараторе С101, по сигналу уровнемера, включается насосный агрегат Н301 (Н302), и пластовая жидкость через кран шаровой КШЭ307 подается в нагнетательный трубопровод компрессорной установки. Технологической схемой предусмотрено переключение для откачки пластовой жидкости в передвижные средства.

Насосные агрегаты Н301 (Н302) предусматриваются с ЗРА, фильтрами на входе, воздушниками, дренажами и приборами КИПиА. При залповом поступлении пластовой жидкости (пробки) или выходе из строя насосов Н301, Н302 предусмотрен сброс пластовой жидкости из С101 в дренажную емкость Б301 через шаровой кран КШ315.

Емкость дренажная Б301 также предназначена для слива отработанного масла с маслоотделителя МО101 и продуктов пропарки с сепаратора С101 при проведении регламентных работ.

Откачка масла, этиленгликоля и продуктов пропарки из емкости дренажной Б301 осуществляется в автоцистерны с вакуумным насосом.

Газ от сепаратора С101 подается в компрессорный агрегат КМ101, где смешивается с впрыскиваемым маслом, сжимается до давления 0,55...0,80 МПа.

Одновременно со сжимаемым газом для уплотнения зазоров проточной части компрессора и охлаждения газа (снижение температуры сжатия) в полость сжатия компрессора впрыскивается синтетическое масло.

Сжатая газомасляная смесь по нагнетательному трубопроводу через компенсатор КОМ102 и обратный клапан КО102 подается в маслоотделитель МО101, в котором происходит отделение газа от масла за счет снижения скорости потока, тангенциального входа, при котором поток совершает движение с отбрасыванием жидкости центробежными силами на стенку сосуда и прохождения газа через каплеуловитель.

Давление в маслоотделителе МО101 поддерживается регулятором давления КР102, установленным на линии выхода газа после фильтр-коалесцера ФК101.

Масло в МО101 стекает в нижнюю часть маслоотделителя, а газ через патрубок в верхней крышке маслоотделителя поступает в АВО газа (газоохладитель) АТ101 для охлаждения.

Масло, отделенное от газа в маслоотделителе МО101 под давлением поступает в маслоохладитель АТ201, где охлаждается и пройдя фильтры масла Ф201 или Ф202, через регулирующий клапан КР201 и отсечной клапан КЭ201 вновь впрыскивается в полость сжатия компрессора.

Регулирующий клапан КР201 предназначен для обеспечения подачи необходимого количества масла в компрессор с целью поддержания заданной температуры нагнетания.

Клапан, регулирующий (до себя) КР102 предназначен для обеспечения непрерывной циркуляции масла и предотвращения повышенного уноса масла с сжимаемым газом путем поддержания давления в маслоотделителе и фильтре коалесцере при работе компрессора на 2,0-2,5 кгс/см² выше давления всасывания.

Клапан обратный КО102 предназначен для предотвращения обратного тока газа из маслоотделителя в компрессор в момент остановки.

Система смазки компрессора включает:

- маслобак МБ501 объемом 600л, с установленным в нем фильтром масла грубой очистки Ф501, уровнемерами дистанционного и визуального контроля, датчиком температуры, электронагревателем;
- маслососные агрегаты Н501 и Н502, установленные параллельно по потоку масла с учетом резервирования, с возможностью автоматического включения второго маслососа, в случае выхода из строя первого;
- маслоохладитель АТ501, служащий для охлаждения масла до температуры не выше 60 °С;
- блок фильтров системы смазки, состоящий из двух фильтров Ф502 и Ф503, установленных параллельно по потоку масла с учетом резервирования, с трубопроводной обвязкой и запорной арматурой, обеспечивающие возможность переключения для замены фильтрующих элементов на работающей установке;

- давление масла, необходимое для обеспечения нормальной работы торцевых уплотнений обеспечивается клапаном КР501, поддерживающим давление до себя – 4,7 кгс/см².
- давление масла, необходимое для обеспечения нормальной работы подшипников обеспечивается клапаном КР502, поддерживающим давление после себя 1,5...2,0 кгс/см².

Для защиты технологической обвязки и оборудования МКУ от превышения давления предусмотрена установка предохранительных клапанов КПС101 и КПС102. Сброс газа с предохранительных клапанов выполняется на свечи рассеивания.

Дренаж с масляных фильтров и маслоотделителя МО101 сливается в инвентарную емкость.

Газ от маслоотделителя МО101, с температурой +80...+100 °С, направляется в АВО газа АТ101, где охлаждается до +20...+50 °С. АВО газа АТ101 предусматривается с частотным регулированием и электроприводными жалюзи.

После охлаждения в АВО АТ101 газ через фильтр-коалесцер ФК101, где происходит окончательная очистка газа от масла, через счетчик расхода РМ101 подается, по проектируемому газопроводу, в существующий газопровод-шлейф через кран шаровой с электроприводом КШЭ102.

Для охлаждения сжатого газа и масла используется система с применением промежуточного теплоносителя (этиленгликоль “Hot Stream 65”). В состав системы входят: фильтры Ф401 и Ф402 (рабочий и резервный), насосы Н401 и Н402 (рабочий и резервный), обратные клапаны КО401 и КО402, клапаны регулирующие 402, 403 для обеспечения необходимого расхода охлаждающей жидкости через теплообменники АТ501, АТ101 соответственно, регулирующий клапан КР401 обеспечивает оптимальный перепад давления между входным и выходным коллектором охлаждающей жидкости, клапан регулирующий КР405 – осуществляет байпас охлаждающей жидкости мимо АВО401 при ее низкой температуре, расширительный бак Б401, клапан предохранительный КПС401. Охлаждение теплоносителя осуществляется в аппарате воздушного охлаждения АВО401, установленном на крыше блок-контейнера.

Отделившееся в фильтр-коалесцере ФК101 масло сбрасывается во всасывающую линию компрессорного агрегата через клапан электромагнитный КЭ202.

Регулирование производительности компрессора от 100 до 25 % осуществляется золотниковым устройством, за счет изменения объема парных полостей роторной пары со стороны окна всасывания. Перемещение золотника осуществляется за счет подачи масла под давлением на поршень привода золотника. Масло поступает из маслоотделителя под давлением нагнетания через фильтр Ф203 и гидрораспределитель электромагнитный ГРЭ.

При перемещении золотника выдавливание масла из соответствующей части гидроцилиндра происходит на всасывание компрессора.

Производительность модульной компрессорной установки регулируется в зависимости от заданного давления на линии всасывания. При изменении давления происходит перемещение золотника в сторону увеличения или уменьшения для поддержания заданного значения давления всасывания.

Если, при минимальной производительности компрессора, обеспечиваемом золотником происходит дальнейшее падение давления всасывания, регулировка производительности 0-25 % осуществляется байпасным клапаном КР101.

Проектной документацией предусмотрена перемычка (трубопровод с электрообогревом) между входным и нагнетательным газопроводом, с установленным на ней краном шаровым с электроприводом КШЭ103. При неработающем МКУ кран КШЭ103 открыт, кран входа КШЭ101 и кран выхода КШ102 – закрыты.

Для обеспечения безгидратного режима работы газосборных сетей предусматривается подача метанола в нагнетательный трубопровод на выходе из МКУ через кран шаровый с электроприводом КШЭ602.

Также предусмотрена подача метанола на куст газовых скважин через кран шаровый с электроприводом КШЭ601.

Подача метанола осуществляется по существующему метанолопроводу от УКПГ до КГС. Регулирование расхода метанола осуществляется в СПИ установленных в Пункте переключающей арматуры УКПГ этап 3-5 (УКПГ-3) проекта «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского НГКМ. 2-й этап реконструкции»).

Оборудование и трубопроводы модульной компрессорной установки оборудуются свечами рассеивания для сброса остаточного газа в атмосферу. Высота свечей запроектирована не менее, чем три метра над обслуживаемыми площадками в радиусе 15 м.

Для продувки газовой системы предусмотрена подача инертного газа (азота) от передвижной азотной компрессорной станции.

При выводе оборудования МКУ на ремонт, сброс давления (сдувки) осуществляются на свечу, расположенную на блоке компрессорном.

Заправка маслосистемы МКУ осуществляется передвижной маслозаправочной станцией УСТ 5453 на базе автомобиля Камаз 43118. Также предусмотрена возможность заправки системы от привозных бочек с помощью насоса Н304/(Н201), расположенного в блоке модульной компрессорной установки (поз. 1). Доставка бочек на объект осуществляется автотранспортом.

Потребность в ГСМ МКУ-1000/МКУ-500 на МКУ производства ПАО «Казанькомпрессормаш»:

Компрессор:

- Объем масла МКУ-1000 – 2600 л (МО101 – 1800 л + АС201 – 800 л);
- Объем масла МКУ-500 – 2000 л (МО101 – 1200 л + АС201 – 800 л);
- Периодичность замены масла по критериям отбраковки при проведении лабораторных анализов, но не менее 8700 часов;
- Безвозвратные потери масла с газом не более 3мг/н.м³.

ДГУ:

- Дизельное топливо (марка по аналогу ДТ-Л-40-К3 ГОСТ 305-2013) – 850 л;
- Расход топлива при 100% нагрузке л/ч – 17,3;
- Масло LUKOIL GENESIS ARMORTECH DIESEL 5W-30 (для ДГУ) – 21 л;
- Расход масла на угар, г/кВт ч – 1,25;
- Замена масла каждые 250 м/ч или раз в год (1 фильтр);
- Тосол ГАЗПРОМНЕФТЬ АНТИФРИЗ АРКТИК (для ДГУ) – 46 л;
- Замена тосола – раз в 2 года.

Потребность в ГСМ МКУ-1000/ МКУ-500 на МКУ производства ОАО «Пензкомпрессормаш»:

Компрессор:

- Объем масла заливаемого в маслосистемы МКУ-500/1000 – 1600 л (МО101 – 700 л + МБ501 – 600 л + МБ201 – 300 л);
- Расход масла системы смазки – 100-150 л/мин.;
- Расход масла системы впрыска – до 400 л/мин.;
- Периодичность замены масла по критериям отбраковки при проведении лабораторных анализов, но не менее 8700 часов;
- Безвозвратные потери масла с газом не более 3 мг/н.м³;
- Теплоноситель этиленгликоль “Hot Stream 65” – расход 1000-2000 л/мин.

ДЭС:

- Дизельное топливо (марка по аналогу ДТ-Л-40-К3 ГОСТ 305-2013) – 850 л;
- Расход топлива при 100% нагрузке л/ч – 17,3;
- Масло LUKOIL GENESIS ARMORTECH DIESEL 5W-30 (для ДГУ) – 21 л;
- Расход масла на угар, г/кВт ч – 1,25;
- Замена масла каждые 250 м/ч или раз в год (1 фильтр);
- Тосол ГАЗПРОМНЕФТЬ АНТИФРИЗ АРКТИК (для ДГУ) – 46 л;
- Замена тосола – раз в 2 года.

2.4.1.2 УКПГ-1, УКПГ/УППГ-2, УКПГ/УППГ-3, УКПГ-4 и УКПГ/УППГ-7

Входные параметры по УКПГ-1, УКПГ/УППГ-2, УКПГ/УППГ-3, УКПГ-4 и УКПГ/УППГ-7 представлены в таблицах 2.8-2.12.

Таблица 2.8 Входные параметры УКПГ-1

Период	Давление на входе в УППГ, МПа (изб.)	Производительность УКПГ**, млн. м ³ /сут.*	Годовой отбор газа, млрд. м ³	Добыча воды, м ³ /сут.
2022	0,53	9,57	1,60	49,30
2023	0,48	8,26	1,35	45,22
2024	0,48	7,75	1,16	43,49
2025	0,52	6,88	0,99	37,92
2026	0,48	9,50	0,84	37,22
2027	0,48	9,00	0,74	36,17
2028	0,48	8,33	0,64	33,91
2029	0,47	7,69	0,52	36,24
2030	0,47	6,84	0,45	34,87
2031	0,47	6,34	0,39	33,82
2032	0,44	11,80	0,34	34,51
2033	0,42	10,52	0,26	28,22
2034	0,43	9,72	0,24	25,90
2035	0,44	8,83	0,22	24,36
2036	0,44	8,10	0,18	22,93
2037	0,45	7,22	0,16	21,70
2038	0,45	6,57	0,14	19,19
2039	0,38	5,87	0,13	18,17
2040	0,41	5,38	0,11	18,32
2041	0,43	4,98		20,23

* Здесь и далее по тексту расход газа приведен при нормальных условиях (при температуре 0 °С, давлении 760 мм рт. ст.).

** Суточная производительность указана с учетом подачи газа от УППГ-2 и УППГ-3 с 2032 года.

Таблица 2.9 Входные параметры УКПГ-2

Период	Давление на входе в УКПГ, МПа (изб.)	Производительность УКПГ/УППГ**, млн. м ³ /сут.	Годовой отбор газа, млрд. м ³	Добыча воды, м ³ /сут.
2022	0,49	5,94	1,67	35,83
2023	0,50	6,37	1,69	23,85
2024	0,50	6,34	1,64	22,83
2025	0,50	6,08	1,53	27,74
2026	0,43	11,17	1,40	36,77
2027	0,43	10,43	1,27	37,75
2028	0,41	9,48	1,15	38,28
2029	0,42	8,59	1,01	37,30
2030	0,43	7,82	0,89	36,89
2031	0,43	6,92	0,76	34,49
2032	0,52	2,80	0,66	29,18
2033	0,50	2,37	0,58	27,43
2034	0,50	2,07	0,50	25,37
2035	0,50	1,81	0,43	23,11
2036	0,50	1,60	0,37	21,14
2037	0,50	1,39	0,32	17,73
2038	0,50	1,20	0,28	15,83
2039	0,50	0,99	0,23	14,09
2040	0,50	0,89	0,21	12,34
2041	0,50	0,78		11,35

** Суточная производительность указана с учетом подачи газа от УППГ-3 с 2026 года.

Таблица 2.10 Входные параметры УКПГ-3

Период	Давление на входе в УКПГ, МПа (изб.)	Производительность УКПГ, млн. м ³ /сут.	Годовой отбор газа, млрд. м ³	Добыча воды, м ³ /сут.
2022	0,50	5,99	1,93	42,62
2023	0,50	7,17	1,92	30,14

Период	Давление на входе в УКПГ, МПа (изб.)	Производительность УКПГ, млн. м ³ /сут.	Годовой отбор газа, млрд. м ³	Добыча воды, м ³ /сут.
2024	0,48	7,04	1,85	28,39
2025	0,48	6,63	1,72	34,46
2026	0,53	5,88	1,59	39,70
2027	0,52	5,44	1,47	41,95
2028	0,50	4,95	1,34	41,40
2029	0,50	4,51	1,20	42,55
2030	0,50	4,16	1,06	42,62
2031	0,50	3,72	0,92	40,20
2032	0,53	3,22	0,81	37,78
2033	0,50	2,82	0,70	43,18
2034	0,50	2,50	0,61	31,73
2035	0,50	2,18	0,54	29,52
2036	0,50	1,96	0,49	26,62
2037	0,50	1,67	0,44	23,53
2038	0,50	1,51	0,40	21,59
2039	0,50	1,40	0,37	19,54
2040	0,50	1,25	0,34	18,04
2041	0,50	1,17		16,95

Таблица 2.11 Входные параметры УКПГ-4

Период	Давление на входе в УКПГ, МПа (изб.)	Производительность УКПГ, млн. м ³ /сут.	Годовой отбор газа, млрд. м ³	Добыча воды, м ³ /сут.
2023	0,44	6,49	2,25	30,42
2024	0,44	6,16	2,14	32,62
2025	0,45	5,76	2,00	33,75
2026	0,48	5,15	1,79	31,70
2027	0,5	4,62	1,60	30,28
2028	0,52	4,20	1,46	26,94

Период	Давление на входе в УКПГ, МПа (изб.)	Производительность УКПГ, млн. м ³ /сут.	Годовой отбор газа, млрд. м ³	Добыча воды, м ³ /сут.
2029	0,52	3,73	1,29	25,49
2030	0,54	3,40	1,18	25,11
2031	0,55	3,03	1,05	23,79
2032	0,55	2,85	0,99	22,07
2033	0,57	2,48	0,86	20,49

Таблица 2.12 Входные параметры УКПГ-7

Период	Давление на входе в УКПГ, МПа (изб.)	Производительность УКПГ/УППГ, млн. м ³ /сут.	Годовой отбор газа, млрд. м ³	Добыча воды, м ³ /сут.
2022	0,54	10,37	3,60	49,15
2023	0,55	9,47	3,29	49,04
2024	0,52	8,61	2,99	47,81
2025	0,52	8,01	2,78	43,57
2026	0,50	7,31	2,54	43,54
2027	0,51	6,79	2,36	40,15
2028	0,40	6,13	2,13	38,08
2029	0,42	5,86	2,03	34,74
2030	0,44	5,51	1,91	33,35
2031	0,46	5,21	1,81	32,80
2032	0,47	4,86	1,69	28,75
2033	0,49	4,58	1,59	27,91
2034	0,49	4,30	1,49	27,31
2035	0,50	4,04	1,40	27,19
2036	0,51	3,83	1,33	25,74
2037	0,51	3,63	1,26	23,85
2038	0,53	3,46	1,20	24,18
2039	0,53	3,29	1,14	24,37

Описание технологической схемы площадки УКПГ-1

Принципиальная технологическая схема УКПГ-1 Ямбургского НГКМ месторождения представлена в томе 1004023ПД/04-ИОС7.3.1, чертеж 1004023ПД/04-УКПГ1-СХ-ИОС7.3.ГЧ.

Характеристика технологического оборудования УКПГ-1 Ямбургского НГКМ месторождения представлена в таблице 1.9 тома 1004023ПД/04-ИОС7.2.1.

Реконструкция УКПГ-1 заключается в подключении трубопровода подачи газа от УППГ-2 и УППГ-3, сокращении количества технологических линий, замене плунжерных насосов Н-10а/1...Н-10а/6 на центробежные с частотным регулированием для регулируемой подачи метанола на КГС и МКУ через СПИ.

Газожидкостная смесь с кустов газовых скважин ГП-1 по шлейфам поступает в пункт переключающей арматуры с давлением 0,48...0,65 МПа (давление указано в абсолютных единицах здесь и далее по тексту). Температура поступающей на УКПГ газожидкостной смеси минус 10,6...минус 4,6 °С. Снижение температуры до отрицательных значений наблюдается в последние годы эксплуатации в наиболее холодные месяцы.

Газ от ГП-2, ГП-3 по существующему трубопроводу DN 1000 осушенного газа поступает на УКПГ-1 от МПК «Ямбург-Тула-1». Для подачи газа от ГП-2, ГП-3 в коллекторы сырого газа DN 1000 предусмотрено строительство перемычки. Отключение УКПГ-1 от газопровода подачи газа от УППГ-2, УППГ-3 осуществляется с помощью крана шарового с пневмоприводом 521.1 на установке отключающих кранов (поз. 9).

Для улавливания жидкостных пробок и мехпримесей, поступающих из газопроводов-шлейфов и сборных коллекторов газа после ППА, на тупиковых участках коллекторов входа газа в установку очистки установлены емкости сбора жидкости и мехпримесей Е-1-1, Е-1-2 с быстросъемными затворами.

Далее газ поступает в установку очистки газа для отделения капельной жидкости и мехпримесей. Из верхней зоны коллекторов DN 1000 газ поступает в блоки сепараторов с промывочной секцией С-1 № 1...16 (инв.№ 84831...84839, 84896...84902).

После установки очистки газ подается на ДКС-1 для компримирования. Компримирование газа на ДКС-1 рекомендуется осуществлять в две ступени газоперекачивающими агрегатами ГПА-Ц5-16С (первая ступень) и ГПУ-16 (вторая ступень), с заменой СПЧ 16/30-3,0 на СПЧ 30-3,0 на первой ступени. До второго квартала 2026 года газ с ГП-8 подается на вторую ступень сжатия, со второго квартала 2026 года на первую. С 2022 года по 2032 год режим работы ГПА следующий:

- ГПА первой ступени – в четвертом квартале 2022 года, а также в период со второго квартала 2026 года по первый квартал 2027 года включительно в работе находится два агрегата, остальные периоды времени в работе один;
- ГПА второй ступени – со второго квартала 2022 года по первый квартал 2023 года включительно, а также в четвертом квартале 2023 года и первом квартале

2024 года в работе находится два агрегата, остальные периоды времени в работе один.

Газ между ступенями компримирования охлаждается в 20 аппаратах воздушного охлаждения 2АВГ-75С-1. Входное давление в ДКС-1 составит 0,48...0,65 МПа (абс.), температура – минус 13,0...минус 4,6 °С, давление на выходе – 2,5...4,9 МПа.

С четвертого квартала 2032 г. предусмотрена подача газа, добываемого на ГП-2 и ГП-3. На первой ступени в работе будет находиться два ГПА с четвертого квартала 2032 г. по 2034 г. и один ГПА с 2035 г. На второй и третьей ступени в работе будет находиться по одному ГПА. Входное давление в ДКС-1 составит 0,48...0,65 МПа (абс.), температура – минус 13,0...минус 4,6 °С, давление на выходе – 2,5...4,9 МПа.

После ДКС поток газа поступает на установку подготовки газа УКПГ. Подготовка газа осуществляется по схеме гликолевой осушки в абсорберах. Осушка газа производится на девяти технологических линиях. Абсорберы А-1 были модернизированы для увеличения эффективности работы. Производительность УКПГ в период с 2022 г. по 2041 г. составит 4,98...11,80 млн. м³/сут. Количество модернизированных линий на установке осушки составит – с 2022 г. по 2026 г. – две рабочих, две резервных, одна в ремонте; с 2027 г. по 2031 г. – одна рабочая, три резервных, одна в ремонте. После подключения ГП-2, ГП-3 с 2032 г. по 2034 г. – две рабочих, две резервных, одна в ремонте, с 2035 г. по 2041 г. – одна рабочая, три резервных, одна в ремонте. Четыре технологических линии подлежат демонтажу.

Восстановление осушителя происходит на установках огневой регенерации мощностью 30 м³/ч по ДЭГУ. Установка регенерации гликоля предназначена для восстановления концентрации осушителя. Производительность установки изменяется в зависимости от производительности УКПГ. В качестве абсорбента-осушителя на установке используется диэтиленгликоль (ДЭГ).

Для предотвращения гидратообразования в скважинах, трубопроводах и оборудовании УКПГ предусмотрена подача метанола.

Для обеспечения безгидратного режима работы газопроводов-шлейфов, в пункте переключаящей арматуры (поз. 36), предусмотрена установка системы подачи ингибитора СПИ для постоянной или периодической подачи метанола на кусты газовых скважин. В блоках СПИ предусматривается фильтрация и дозированная подача метанола по расходу. Блоки СПИ устанавливаются по этапу 1-5 проекта «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции».

Для выполнения регулируемой подачи метанола на КГС и МКУ через СПИ, в трубопроводы и оборудование площадки УКПГ предусматривается замена 6 плунжерных насосов Н-10а/1...Н-10а/6 на 6 центробежных с частотным регулированием Н-10а/1...Н-10а/6.

Насосы Н-10а/1-2 (один рабочий, один резервный) с производительностью 1 м³/ч и давлением 2,5 МПа предназначены для подачи метанола на КГС и ППА при нормальном режиме

работы. Насосы Н-10а/3-4 (один рабочий, один резервный) с производительностью 5 м³/ч и давлением 2,5 МПа предназначены для подачи метанола на КГС и ППА при запуске/прогреве скважин и шлейфов. Насосы Н-10а/5-6 (один рабочий, один резервный) с производительностью 1 м³/ч и давлением 5 МПа предназначены для подачи метанола в трубопроводы и оборудование площадки УКПГ.

На нагнетательных трубопроводах насосов Н-10а/1-4 и Н-10а/5-6 предусмотрена установка клапанных сборок с клапанами регулирующими с электроприводом КлРЭ4.1 и КлРЭ4.2 соответственно, поддерживающими давление до себя и перепуском в емкость Е-4а.

Подпитка системы свежим метанолом осуществляется со склада УКПГ в Е-4а с контролем по уровню.

На УКПГ-1 предусмотрена установка регенерации метанола. Водометанольный раствор от сепарационной части абсорберов А-1 и сепараторов С-1 подается в технологический корпус ДЭГа и метанола в разделитель Р-1а. В разделителе Р-1а водометанольный раствор дегазируется и направляется в емкость для промстоков Е-12, откуда насосами Н-3 подается на регенерацию. Также предусмотрена подача ВМР насосами Н-3, Н-3а на сжигание ГФУ.

Полный перечень демонтируемого технологического оборудования в рамках реконструкции площадки УКПГ-1 представлен в таблице 2.13.

Таблица 2.13 Перечень демонтируемого оборудования УКПГ-1

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Установка регенерации метанола (поз. 4) (сущ.)				
Блок двух насосов метанола	Н-10а	3	Q=2,5 м ³ /ч P=16 МПа	-
Технологический корпус подготовки газа (поз. 1) (сущ.)				
Абсорбер	А-6...9	4	Q=10 млн. м ³ /сут. P=10 МПа	инв. № 82282, 82283, 82284, 82285
Блок арматурный абсорбера	АР-02	4	Ду=400 мм P=10 МПа	-
Блок турбодетандерного агрегата	ТД-6...9	4	Q=10 млн. м ³ /сут. P=10 МПа	инв.№ 82178, 82179, 82180, 82181

Описание технологической схемы площадки УКПГ-2

Принципиальная технологическая схема УКПГ-2 Ямбургского НГКМ месторождения представлена в томе 1004023ПД/04-ИОС7.3.1, чертеж 1004023ПД/04-УППГ2-СХ-ИОС7.3.ГЧ.

Характеристика технологического оборудования УКПГ-2 Ямбургского НГКМ месторождения представлена в таблице 1.11 тома 1004023ПД/04-ИОС7.2.1.

Реконструкция УКПГ-2 заключается в подключении трубопровода подачи газа от УППГ-3, сокращении количества технологических линий, замене плунжерных насосов Н-

10а/1...Н-10а/3 на центробежные с частотным регулированием для регулируемой подачи метанола на КГС и МКУ через СПИ.

Газожидкостная смесь с кустов газовых скважин ГП-2 по шлейфам поступает в пункт переключающей арматуры с давлением 0,51...0,62 МПа (давление указано в абсолютных единицах здесь и далее по тексту). Температура поступающей на УКПГ газожидкостной смеси +9,5...+24,6 °С.

Газ от ГП-2 и ГП-3 по существующему трубопроводу DN 1000 осушенного газа поступает на УКПГ-2 от МПК «Ямбург-Тула-1». Для подачи газа от ГП-3 в коллекторы сырого газа DN 1000 предусмотрено строительство перемычки. Отключение УКПГ-2 от газопровода подачи газа от УППГ-3 осуществляется с помощью крана шарового с пневмоприводом 521 на установке отключающих кранов (поз. 44).

Для улавливания жидкостных пробок и мехпримесей, поступающих из газопроводов-шлейфов и сборных коллекторов газа после ППА, на тупиковых участках коллекторов входа газа в установку очистки установлены емкости сбора жидкости и мехпримесей Е-1-1, Е-1-2 с быстросъемными затворами.

Далее газ поступает в установку очистки газа для отделения капельной жидкости и мехпримесей. Из верхней зоны коллекторов DN 1000 газ поступает в блоки сепараторов с промывочной секцией С-1 № 1...8 (инв.№ 85012...85019).

После установки очистки газ подается на ДКС-2 для компримирования. Компримирование газа на ДКС-2 осуществляется в две ступени газоперекачивающими агрегатами ГПА 16 ДКС-03 «Урал» (первая ступень) и ГПУ-16 (вторая ступень). С 2020 г. по 2022 г. в работе находится по одному ГПА на каждой ступени сжатия. Газ между ступенями компримирования охлаждается в 20 аппаратах воздушного охлаждения 2АВГ-75С-I, после второй ступени в 26 аппаратах воздушного охлаждения 2АВГ-75С-I. Входное давление в ДКС-2 составит 0,51...0,62 МПа (абс.), температура – +9,5...+24,6 °С, давление на выходе – 4,0...5,0 МПа (абс.).

Со второго квартала 2026 г. предусмотрена подача газа, добываемого на ГП-3 в работе будет находится по два ГПА на каждой ступени сжатия с 2026 г. по 2032 г. и по одному ГПА в 2027 г. первом квартале 2028 г. Входное давление в ДКС-2 составит 0,43...0,47 МПа (абс.), температура – минус 5...+19,6 °С, давление на выходе – 4,0...5,0 МПа.

После ДКС поток газа поступает на установку подготовки газа УКПГ. Подготовка газа осуществляется по схеме гликолевой осушки в абсорберах. Осушка газа производится на девяти технологических линиях. Абсорберы А-1 были модернизированы для увеличения эффективности работы. Производительность УКПГ в период с 2022 г. по 2041 г. составит 0,78...11,17 млн. м³/сут. Количество модернизированных линий на установке осушки составит – с 2022 г. по 2025 г. – одна рабочая, три резервные, одна в ремонте. После подключения ГП-3 с 2026 г. по 2028 г. – две рабочих, две резервных, одна в ремонте, с 2029 г. по 2031 г. – одна рабочая, три резервные, одна в ремонте. Четыре технологических линии подлежат демонтажу.

Восстановление осушителя происходит на установках огневой регенерации мощностью 30 м³/ч по ДЭГУ. Установка регенерации гликоля предназначена для восстановления концентрации осушителя. Производительность установки изменяется в зависимости от производительности УКПГ. В качестве абсорбента-осушителя на установке используется диэтиленгликоль (ДЭГ).

Для предотвращения гидратообразования в скважинах, трубопроводах и оборудовании УКПГ предусмотрена подача метанола.

Для обеспечения безгидратного режима работы газопроводов-шлейфов, в пункте переключаящей арматуры (поз. 45), предусмотрена установка системы подачи ингибитора СПИ для постоянной или периодической подачи метанола на кусты газовых скважин. В блоках СПИ предусматривается фильтрация и дозированная подача метанола по расходу. Блоки СПИ устанавливаются по этапу 2-5 проекта «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции».

Для выполнения регулируемой подачи метанола на КГС и МКУ через СПИ, в трубопроводы и оборудование площадки УКПГ предусматривается замена 3 плунжерных насосов Н-10а/1...Н-10а/3 на 6 центробежных с частотным регулированием Н-10а/1...Н-10а/6.

Насосы Н-10а/1-2 (один рабочий, один резервный) с производительностью 5 м³/ч и давлением 2,5 МПа предназначены для подачи метанола на КГС и ППА при запуске/прогреве скважин и шлейфов. Насосы Н-10а/3-4 (один рабочий, один резервный) с производительностью 1 м³/ч и давлением 2,5 МПа предназначены для подачи метанола на КГС и ППА при нормальном режиме работы. Насосы Н-10а/5-6 (один рабочий, один резервный) с производительностью 1 м³/ч и давлением 5 МПа предназначены для подачи метанола в трубопроводы и оборудование площадки УКПГ.

На нагнетательных трубопроводах насосов Н-10а/5-6 предусмотрена установка клапанных сборок с клапанами регулирующими с электроприводом КлРЭ43.1, поддерживающими давление до себя и перепуском в емкость Е-4а.

Подпитка системы свежим метанолом осуществляется со склада УКПГ в Е-4а/1,2 с контролем по уровню.

На УКПГ-2 предусмотрена установка регенерации метанола. Водометанольный раствор от сепарационной части абсорберов А-1 и сепараторов С-1 подается в технологический корпус ДЭГа и метанола в емкость сбора метанола Е-1а. В емкости Е-1а водометанольный раствор дегазируется и направляется в теплообменник Т-3а. В теплообменнике водо-метанольная смесь подогревается встречным потоком водо-метанольной смеси низкой концентрации и подается на тарелки колонны регенерации метанола Д-1а/1 или Д-1а/2, после регенерации образовавшийся метанол поступает в Р-1а. Откачка метанола из ёмкости Р-1а производится насосами Н-7а в две ёмкости регенерированного метанола Е-4а/1,2 и на орошение верха колонны регенерации. Ём-

кости Е-4а/1,2 служат расходными ёмкостями свежего метанола. Также предусмотрена подача ВМР насосами Н-2а/1,2 на сжигание ГФУ.

Перечень демонтируемого технологического оборудования на площадке УКПГ-2 представлен в таблице 2.14.

Таблица 2.14 Перечень демонтируемого оборудования УКПГ-2

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Установка регенерации метанола (поз. 43) (сущ.)				
Насос регенерированного метанола ПТ1-1,6/250	Н-10а	3	Q=1,6 м ³ /ч Н=25 МПа	инв. № 82605 (3 шт.)
Технологический корпус подготовки газа (поз. 41) (сущ.)				
Абсорбер	А-6...9	4	Q=10 млн.м ³ /ч P=7,5 МПа	инв.№ 82628 (4 шт.)
Блок арматурный абсорбера	АР-02	4	P=7,5 МПа	инв.№ 82630 (4 шт.)
Блок турбодетандерного агрегата	ТД-6...9	4	Q=10 млн.м ³ /ч P=7,5 МПа	инв.№ 82629 (4 шт.)

Склад хранения масла для МКУ

На кустах газовых скважин ГП-2 будет установлено 12 новых МКУ.

По согласованию с эксплуатирующей организацией принят вариант организации хранения компрессорного масла для нужд МКУ на территории УКПГ-2.

Для винтовых маслonaполненных компрессоров система маслоснабжения и маслообеспечения выполнена по замкнутому циклу.

Маслосистема компрессорной установки обеспечивает смазку подшипников и других элементов.

Объем системы маслообеспечения в МКУ обеспечивает нормальную работу компрессорной установки без останова для дозаправки масла эксплуатирующим персоналом в течении не менее 8700 часов (362 дня).

Согласно п.15.3.6 СТО Газпром НТП 1.8-001-2004, вместимость резервуаров смазочного масла должна обеспечивать подпитку ГПА в течении 3 месяцев, а также 50% запас объема маслосистем всех установленных ГПА.

Годовой запас масла размещен в расходных баках МКУ.

Для выполнения требований п.15.3.6 СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 на УКПГ-2 необходимо предусмотреть 50 % запас объема маслосистем всех установленных МКУ. Запас масла для всех МКУ ГП-2 составит 15300 л.

Под хранение необходимого запаса чистого масла на ГП-2 выводится емкость чистого масла двигателя №5 (Е-1-5).

Для заполнения маслом емкости Е-1-5 предусматривается монтаж трубопроводов МКЧ1 и МКЧ2, DN 50, на перемычках между емкостями Е-1-6 и Е-1-5 устанавливаются ручные задвижки для исключения попадания масла МКУ в емкость Е-1-6.

На концах трубопроводов МКЧ 1 и МКЧ 2, предусмотрена установка задвижек Зд1 и Зд2, быстросъемного соединения для подключения передвижной маслозаправочной установки УСТ 5453 на базе автомобиля Камаз 43118 или автоцистерны.

Для отработанного масла МКУ выделяется емкость Е-1-2, на перемычках между емкостями Е-1-2 и Е-1-1 устанавливаются ручные задвижки для исключения попадания отработанного масла МКУ в емкость Е-1-1.

Технологические операции на расходном складе масла:

- чистое масло по трубопроводу МКЧ1 из привозной бочки или от МЗУ перекачивается в емкость Е-1-5;
- чистое масло по трубопроводу МКЧ2 из емкости Е-1-5 насосом МЗУ закачивается в расходный бак МЗУ;
- отработанное масло МКУ по трубопроводу МКО1 закачивается в автоцистерну насосом автоцистерны для последующего вывоза;
- отработанное масло по трубопроводу МКО2 от МЗУ насосом МЗУ перекачивается в емкость Е-1-2.

При доставке масла в бочках, перекачка масла в емкость Е-1-5 осуществляется с помощью бочкового насоса, насос оборудован шлангом длиной 4 м, подключение напорного шланга насоса к трубопроводу МКЧ 1, предусмотрено через штуцер типа «Ерш».

Вывоз использованной бочко-тары осуществляется специализированными организациями.

Заполнение МЗУ осуществляется по трубопроводу МКЧ2, насосом МЗУ.

В МЗУ предусмотрено два расходных бака чистого масла объемом 2 м³, 3 м³ и бак отработанного масла объемом 5 м³.

В связи с объединением УКПГ-1 с УКПГ-2 и УКПГ-3 в 2032 г. с частичной ликвидацией технологического оборудования УКПГ-2 предусмотрен перевод УКПГ-2 в УППГ.

Далее представлено описание технологической схемы УППГ-2.

УППГ-2

Газожидкостная смесь с кустов газовых скважин по шлейфам поступает в пункт переключающей арматуры с давлением 0,51...0,62 МПа (давление указано в абсолютных единицах здесь и далее по тексту). Температура поступающей на УППГ газожидкостной смеси +9,5...+24,6 °С.

Для отключения газопроводов-шлейфов ГП2 от УППГ-2 (в том числе аварийного) на входных трубопроводах используются краны шаровые с пневмоприводом Г102.1...Г101.14,

Г102а.1...Г102а.14 (в пункте переключающей арматуры (поз. 45)) и краны шаровые с пневмоприводом №7, №7а (в узле подключения к ДКС (поз. 80)).

При получении звуковой и световой сигнализации о падении технологического давления в газопроводах-шлейфах ниже 20% и превышении выше 10%, оператор дистанционно даёт команду на закрытие крана узла входа шлейфов ППА Г102 соответствующего шлейфа.

Сброс газа с входных трубопроводов, в аварийных ситуациях, предусматривается на свечи рассеивания газа УППГ и ДКС, через краны шаровые с пневмоприводом С108, №17а', №17р.

Предусмотрено ручное переключение газопроводов-шлейфов на установку горизонтальную факельную (поз. 9). Установка горизонтальная факельная устанавливается по этапу 2-5 проекта «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции».

В пункте переключающей арматуры сырой газ из шлейфов собирается в коллектор DN 1000 и через кран № 7, 7а узла подключения к ДКС (поз. 80) направляется на установку очистки газа (поз. 91).

Для обеспечения безгидратного режима работы газопроводов-шлейфов, в пункте переключающей арматуры (поз. 45), предусмотрена установка системы подачи ингибитора СПИ для постоянной или периодической подачи метанола на кусты газовых скважин. В блоках СПИ предусматривается фильтрация и дозированная подача метанола по расходу. Блоки СПИ устанавливаются по этапу 2-5 проекта «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции». Подача метанола осуществляется от технологического корпуса ДЭГа и метанола (поз. 43) насосами Н-10а/1-6 из емкости Е-4а.

Подпитка системы свежим метанолом осуществляется со склада УППГ в Е-4а с контролем по уровню. Заполнение склада метанола производится по метанолопроводу с базы ГСМ.

Улавливание жидкостных пробок и мехпримесей, поступающих из газопроводов-шлейфов и сборных коллекторов происходит в емкости для сбора жидкости и мех примесей Е-1-2 (поз. 85). Из верхней зоны коллектора газ поступает в блоки сепараторов С-1 № 1...8. В сепараторах происходит выделение капельной жидкости и мехпримесей из поступающего газа. При необходимости промывка газа от солей будет проводиться на УКППГ-1, в связи с этим оборудование для промывки газа на установке очистки газа УППГ-2 подлежит демонтажу.

Газ после установки очистки газа направляется на охлаждение до температуры минус 5...0 °С в аппаратах воздушного охлаждения установки АВО газа компрессорного цеха №1 (поз. 73). На период положительных температур предусмотрены летние остановы промысла (см. табл. 2.3). Проверочный расчет АВО (2АВГ-75С-1) установки охлаждения газа КЦ-1 ДКС-2 проведен при температуре окружающего воздуха 0 °С. Минимальная возможная температура газа на выходе с установки охлаждения газа КЦ-1 ДКС-1 – 0,3 °С. Использование всех

аппаратов (20 шт.) в качестве рабочих позволит снизить потери давления, а также вывести 1-2 линии в ремонт без увеличения температуры на выходе с установки охлаждения газа.

После установки охлаждения газа КЦ-1 (поз. 73) газ подается на установку очистки газа (поз. 91) в блоки сепараторов С-1 № 5...8, для отделения жидкости конденсирующейся при охлаждении газа. Количество конденсирующейся жидкости может достигать 504 кг/ч в зависимости от температуры на входе в УППГ.

Режимы работы и графики производительности блоков сепараторов С-1 № 1...4 аналогичны блокам сепараторов С-1 № 5...8.

После установки очистки газа (поз. 91) газ с температурой минус 5...минус 3 °С и давлением 0,54...0,56 МПа подается по существующему трубопроводу DN 1000 в межпромысловый коллектор для транспорта на УКПГ-1. На выходе с УППГ-2 проектом предусмотрена установка узла технологического замера газа, категории – 1, класса – Д.3 по СТО Газпром 5.37-2020.

При температуре газа на входе в УППГ ниже 0 °С предусмотрена возможность подачи газа от пункта переключающей арматуры (поз. 45) через кран №7 узла подключения к ДКС № 1,2 (поз. 88/80) на установку очистки газа (поз. 91) в блоки сепараторов С-1 № 1...4 минуя сепараторы С-1 № 5...8 и установку охлаждения газа КЦ-1 (поз. 83). При этом улавливание жидкостных пробок и мехпримесей, поступающих из газопроводов-шлейфов и сборных коллекторов происходит в емкость для сбора жидкости и мех примесей Е-1-1 (поз. 84).

Для отключения установки очистки газа (поз. 91) и установки охлаждения газа КЦ-1 (поз. 83) (в том числе аварийного) на входном/выходном трубопроводах установки охлаждения газа КЦ-1 (поз. 83) установлены краны шаровые с пневмоприводом КрП1.1, КрП1.2.

Перед АВО установки охлаждения газа КЦ-1 (поз. 83) предусмотрена подача метанола (при необходимости), для предотвращения гидратообразования при охлаждении газа, также предусмотрена подача метанола (при необходимости) в трубопровод газа на выходе из УППГ. Для регулирования и замера количества метанола предусмотрена установка системы подачи ингибитора (СПИ).

Водометанольный раствор от сепараторов С-1 установки очистки газа (поз. 91) и емкостей для сбора жидкости и мех примесей Е-1-1 и Е-1-2 (поз. 84, 85) подается в технологический корпус ДЭГа и метанола (поз. 43). Регулирование уровня жидкости в сепараторах С-1 и емкостях для сбора жидкости и мех примесей Е-1-1 и Е-1-2 осуществляется клапанами запорно-регулирующими с пневмоприводом. В связи с демонтажем оборудования подготовки воздуха КИП проектом предусмотрена замена клапанов запорно-регулирующих с пневмоприводом на клапана запорно-регулирующие с электроприводом на сепараторах С-1, емкостях для сбора жидкости и мех примесей Е-1-1 и Е-1-2 и оборудовании в технологическом корпусе ДЭГа и метанола (поз. 43). Подробное описание схемы регенерации метанола приведено в УКПГ-2.

Существующая схема утилизации промстоков остается без изменений. Из емкостей Е-12/1, 2 промстоки насосами Н-3а/1, Н-3а/2 подаются на сжигание в ГФУ.

Управление оборудованием и арматурой ДКС из здания ПЭБ (поз.58) будет перенесено в БППП (поз. 44) УКПГ.

Топливный, импульсный газ УППГ

Обеспечение УППГ-2 осушенным газом для собственных нужд предусмотрено от УКПГ (из газопровода-подключения к промышленному коллектору). Осушенный газ на УППГ-2 используется для подготовки топливного и импульсного газа.

Проектом предусмотрена подготовка/редуцирование топливного и импульсного газа в реконструируемом здании блока подготовки топливного и импульсного газа КЦ-1 (поз. 57). Потребителями топливного газа на УППГ являются:

- резервуары запаса воды (РВС);
- котельная;
- установка сжигания промстоков (ГФУ);
- установка горизонтальная факельная (АГГ) (устанавливается по этапу 2-5 проекта «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции.»);
- СУ-40
- подогреватели топливного газа ПГ-30 КЦ1.

Общий расход топливного газа на УППГ-2 составит 1165...9935* м³/ч.

Газ от МПК поступает с давлением 3,1...5,5 МПа и температурой минус 10...+10 °С. Через узел замера газ подается в блок очистки газа (сущ.), где очищается от мехпримесей и капельной жидкости. После блока очистки часть газа подается на установку подготовки импульсного газа (установка переносится из демонтируемой установки подготовки топливного, пускового и импульсного газа КЦ-2 (поз. 61)), другая часть подается в блок подогрева газа ПГ-30 (поз.37), где нагревается до температуры 40...60 °С. После блока подогрева газа ПГ-30 (поз.37) газ направляется в блок подготовки топливного и импульсного газа КЦ-1 (поз. 57) для редуцирования.

Редуцирование газа в блоке подготовки топливного и импульсного газа КЦ-1 (поз. 57) производится двумя последовательно установленными регуляторами: первый контрольный, второй рабочий (защита контрольным регулятором).

Регулирующими клапанами прямого действия РД1.1, РД1.2 (РД1.3, РД1.4) газ редуцируется до технологического давления 1,0 МПа (изб.).

Для защиты от превышения давления предусмотрена установка двух предохранительных клапанов ПК1.1 (ПК1.2) (один рабочий, один резервный) на трубопроводе

после регулирующего клапана РД1.1, РД1.2 (РД1.3, РД1.4). Сброс газа с каждого предохранительного клапана выполняется на местную свечу рассеивания.

Топливный газ для ГФУ подается по трубопроводу ГТ4.2, через узел учета расхода газа, с давлением 1,0 МПа (изб.).

Топливный газ для блока подогрева газа ПГ-30 (поз.37), АГГ, СУ-40, котельную (поз.43.1), резервуаров запаса воды (поз.53) редуцируется регулирующими клапанами прямого действия РД1.5, РД1.6 (РД1.7, РД1.8) до технологического давления 0,6 МПа (изб.), проходит узлы учета расхода газа и подается по трубопроводам ГТ5.

На стороне низкого давления на трубопроводе ГТ5, после регулирующих клапанов РД1.5, РД1.6 (РД1.7, РД1.8) предусмотрена установка двух предохранительных клапанов ПК2.1 (ПК2.2) (один рабочий, один резервный) для защиты от превышения давления. Сброс газа с каждого предохранительного клапана выполняется на местную свечу рассеивания.

На установке подготовки импульсного газа производится осушка импульсного газа в 2-х адсорберах, заполненных цеолитом, один из которых находится в работе (осушается газ), второй – в режиме регенерации или ожидания. Регенерация цеолита производится в адсорбере, нагревом ТЭНами до температуры 350 °С с периодической продувкой сухим газом, который отбирается из выходного коллектора импульсного газа. Осушка газа и регенерация цеолита производится в автоматическом режиме. Для восстановления точки росы импульсного газа по влаге (минус 50 по паспорту) необходимо заменить цеолиты в адсорберах.

Для перекрытия потоков газа, в аварийных ситуациях, предусматривается установка кранов шаровых с электроприводом КрЭ57.2, КрЭ57.8, КрЭ57.10...КрЭ57.13, КрЭ57.16 на выходе блока подготовки топливного и импульсного газа КЦ-1 (поз. 57). На входе в БПТИГ предусмотрен ... № 35.

Предусматривается установка кранов шаровых с электроприводом КрЭ57.6, КрЭ57.7, КрЭ57.14, КрЭ57.15 перед редуцирующими устройствами и кранов шаровых с ручным управлением после редуцирующих устройств.

Хранение импульсного газа осуществляется в ресиверах импульсного газа РИГ-1 и РИГ-2. Ресивер РИГ-1 размещен в сетях КЦ1. Ресивер РИГ-2 устанавливается по этапу 2-5 проекта «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции.».

Склад хранения масла для МКУ

После десяти лет эксплуатации МКУ (перевод УКПГ-2 в УППГ-2), на ГП-2 выполняется демонтаж всех компрессорных агрегатов.

Емкости склада масел (поз.92), насосная склада масел (поз.93) – демонтируются, создается единый склад масла на УППГ-3 для возможности приема чистого масла из бочко-тары и отработанного масла МКУ.

После вывода из эксплуатации КЦ-1 и КЦ-2, проектом предусмотрена реконструкция насосной КЦ-1 (поз.90) в склад масла в таре.

Склад масла поз.90 предусмотрен на случай доставки масла в таре (200 литровых бочках).

Реконструкцией предусмотрен демонтаж всего технологического оборудования, установленного в здании, увеличение дверного проема для возможности закатывания бочек, увеличение наружной площадки обслуживания.

Склад предназначен для хранения 50 % запаса объема всех маслосистем, установленных МКУ, и будет использоваться в случае доставки масла в 200-литровых бочках.

Бочка с маслом с помощью бочкокантователя удаляется за пределы помещения склада, далее устанавливается на поддон находящийся на площадке обслуживания, в бочку устанавливается бочковый насос, гибкий шланг насоса подключается к внешнему патрубку МЗУ, далее масло из бочки перекачивается в расходный бак МЗУ.

Мощность склада масла в таре принята из условия хранения 50 % запаса объема маслосистем всех установленных МКУ и составляет 15300 л или 77 бочек.

Хранение бочек предусмотрено на металлических поддонах типа ПБ-42Н в один яруса.

При переводе УКПГ-2 в УППГ часть технологических площадок, зданий и сооружений остаются не задействованными в технологическом процессе и подлежат демонтажу. Также демонтируется часть сетей технологических. Полный перечень демонтируемого технологического оборудования УКПГ-2 представлен в таблице 2.15.

Таблица 2.15 Перечень демонтируемого технологического оборудования УКПГ-2 при переводе в УППГ-2

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
ДКС. Установка очистки газа				
Насос для подачи промывочной жидкости	Н-1-1...4	4	-	инв.№ 84945...84948
Насос для откачки промывочной жидкости	Н-2-1, 2	2	-	инв.№ 84920
Блок емкости для рефлюкса	Е-3	1	-	инв.№ 85020
ДКС. Компрессорный цех 2 (первая ступень)				
Газоперекачивающий агрегат ДКС-03 «УРАЛ»	ГПА-1-1... ГПА-1-6 № 221...226	6 (ГПА со всеми вспомогательными сооружениями)	Р _{расч} =7,6 МПа N=16 МВт СПЧ 2,2/4,1 МПа	инв.№ 302562... 302567

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Обвязка агрегатов газоперекачивающих	№ 221...226	6		-
Здание арматуры топливного и пускового газа	№ 221...226	6		-
Утилизатор тепла выхлопных газов	УТ-1...УТ-6	6		инв.№ 302562...302567
Блок двух фильтров топливного газа	БФГ-1...БФГ-6	6		инв.№ 302562...302567
Емкость для перелива масла нагнетателя	Е-2	1		инв.№ 302619
Емкость для перелива масла двигателя	Е-3	1		инв.№ 302619
ДКС. Компрессорный цех 2 (первая ступень). Маслохозяйство.				
Фильтр для масла двигателя чистого	Ф-2	1		инв.№ 303180
Фильтр для масла нагнетательного чистого	Ф-3	1		инв.№ 303180
Насос для отработанного масла двигателя	Н-1	1		инв.№ 303180
Насос для отработанного масла нагнетателя	Н-2	1		инв.№ 303180
Насос для чистого масла двигателя	Н-3	1		инв.№ 303180
Насос для чистого масла нагнетателя	Н-4	1		инв.№ 303180
Здание насосной ма-сел		1		инв.№ 84928
ДКС. Компрессорный цех 2 (первая ступень). УПТИГ.				
Здание установки подготовки топливного и пускового газов		1		инв.№ 84922
Арматурный блок здания арматуры топливного и пускового газа		1		-

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Обвязка блока редуцирования топливного газа		1		-
Блок очистки газа	БО	1		инв.№ 302613
Блок редуцирования топливного и пускового газов	БРТПГ	1		инв.№ 302615
Блок замера	БЗ	1		инв.№ 302614
Блок сепаратора пробкоуловителя	БСПУ	1		инв.№ 302621
Емкость дренажная	Е-1	1		инв.№ 303181
Насос	Н-1	1		инв.№ 303181
Подогреватель топливного и пускового газа	ПГ-2...ПГ-3 (ПТПГ-30)	3		инв.№ 302610... 302612
Установка подготовки импульсного газа (перенос в здание установки очистки газа)	УПИГ	1		инв.№ 340149
ДКС. Компрессорный цех 2 (первая ступень). Установка АВО газа.				
Аппарат воздушного охлаждения	ВХ-1-1... ...ВХ-1-26	26	F= 9930 м ²	ВХ-1-1...20 инв.№ 302587... 302606, ВХ-1- 21...26 объект отсутствует
ДКС. Компрессорный цех 1 (вторая ступень).				
Компрессорный цех				-
Установка газоперекачивающая ГПУ-16	ГПУ-1-1... ...ГПУ-1-5 №211...215	5 (ГПА со всеми вспомогательными сооружениями)	P _{расч} =7,5 МПа N=16 МВт	инв.№ 85111... 85115
Компрессор ГПА	№211...215	5		-
Утилизатор тепла выхлопных газов	УТ-1...УТ-5	5		инв.№ 84944 (5 шт.)
Емкость для переливов масла нагнетателя	Е-2	1		инв.№ 84923

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Емкость для переливов масла двигателя	Е-3	1		инв.№ 84923
Емкость аварийного слива ди-зельного топлива	Е-6	1		инв.№ 84929
Подогреватель моторный	МП-1	1		Объект отсутствует
Устройство моечное	МУ-1	2		-
Ресивер импульсного газа	РИГ-1	1		инв.№ 340314
Емкость дегазатор	Е-5-1...Е-5-5	5		-
ДКС. Компрессорный цех 1 (вторая ступень). Установка подготовки топливного и импульсного газа.				
Блок редуцирования топливного и пускового газов	БРТПГ	1		инв.№ 85045
Блок замера	БЗ	1		инв.№ 85048
Блок осушки и хранения импульсного газа	БОИГ	1		инв.№ 85110
Емкость дренажная	Е-1	1		инв.№ 85023
Насос	Н-1	1		-
ДКС. Компрессорный цех 1 (вторая ступень). Маслохозяйство				
Агрегат электронасосный масла двигателя чистого	Н-1	1		инв.№ 84923
Агрегат электронасосный масла двигателя отработанного	Н-2	1		инв.№ 84923
Агрегат электронасосный масла нагнетателя чистого	Н-3	1		инв.№ 84923
Агрегат электронасосный масла нагнетателя отработанного	Н-4	1		инв.№ 84923
Блок емкостей масла двигателя	БЕ-1	1		инв.№ 84923
Блок емкостей масла нагнетателя	БЕ-2	1		инв.№ 84923

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Фильтр для масла двигателя отработанного	Ф-1	2		инв.№ 84923 (2 шт.)
Фильтр для масла двигателя чистого	Ф-2	1		инв.№ 84923
Фильтр для масла нагнетателя отработанного	Ф-3	2		инв.№ 84923
Фильтр для масла нагнетателя чистого	Ф-4	1		инв.№ 84923
Счетчик жидкости	СЧ-1	2		инв.№ 84923 (2 шт.)
УКПГ. Установка подготовки газа. Технологический корпус подготовки газа. (Цех в полном объеме.)				
Технологический корпус подготовки газа		1		инв.№ 82438
Абсорбер влаги	А-1/1...А1/5	5	Q= 10 млн. м ³ /сут D= 1800 мм	инв.№ 82628 (5 шт.)
Блок турбодетандерного агрегата	ТД-1...5	5	Q= 10 млн. м ³ /сут	инв.№ 82629 (5 шт.)
Блок арматурный абсорбера	АР-02-1...5	5		инв.№ 82630 (5 шт.)
Насос масла	Н-12	1		инв.№ 82629
Емкость слива масла	Е-10а	1	V= 0,63 м ³ P=атм.	инв.№ 82627
Блок разделительной емкости	Е-7	2		инв.№ 82593 (2 шт.)
Емкость промстоков	Е-10	1		-
УКПГ. Установка подготовки газа. Установка АВО газа. (Оборудование в полном объеме.)				
Аппарат воздушного охлаждения 2АВГ-100С	АВО-1-1... ...АВО-1-24	24	F= 9930 м ²	инв.№ 82615 (24 шт.)
УКПГ. Установка регенерации ДЭГа.				

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Технологический корпус регенерации ДЭГа и метанола				инв.№ 82440
Блок десорбера	Д-1	4		инв.№ 82633 (2 шт.), 82634 (2 шт.)
Блок емкости НДЭГа	Е-1	2		инв.№ 82589 (2 шт.)
Блок рефлюкса	Е-2	2		инв.№ 82598 (2 шт.)
Емкость воды	Е-3а	1		инв.№ 82440
Блок емкости РДЭГа	Е-4	1		инв.№ 82597
Емкость утечек ДЭГа	Е-5а	1		инв.№ 82440
Блок емкости с насосом для РДЭГа	Е-8	1		инв.№ 82590
Блок выветривателя НДЭГа	В-1	3		инв.№ 82635 (3 шт.)
Блок испарителя	И-1	8		инв.№ 82617 (4 шт.), 82622 (4 шт.)
Блок теплообменника	Т-3	4		инв.№ 82623 (2 шт.), 82786, 82787
Холодильник воздушный	ВХ-2	6		инв.№ 82618 (3 шт.), 82620 (3 шт.)
Холодильник воздушный	ВХ-2а	2		инв.№ 82614 (2 шт.)
Насос уплотнительной жидкости	Н-1	2		инв.№ 82440 (2 шт.)
Насос насыщенного ДЭГа	Н-2	1		инв.№ 82608
Насос подачи РДЭГа в Т-3	Н-4/1, Н-4/2	2		инв.№ 82440 (2 шт.)
Насос подачи РДЭГа в Т-3	Н-4/3,4	2		инв.№ 82440 (2 шт.)
Насос воды контура кольца Н-6	Н-5а	2		инв.№ 82440 (2 шт.)

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Вакуум-насосная установка	Н-6	5		инв.№ 82774... 82778
Насос НДЭГа	Н-7/1	1		инв.№ 82609
Насос рефлюкса	Н-7/2,3	2		инв.№ 82609 (2 шт.)
Насос рефлюкса	Н-7/4	1		инв.№ 82609
Насос для перекачки ДЭГа	Н-9/1	1		инв.№ 82590
Насос для перекачки ДЭГа	Н-9/2	1		инв.№ 82590
УКПГ. Воздушная компрессорная.				
Воздушный компрессор	ВК-1, 2	2	Q=840 м ³ /ч	инв.№ 82758 (2 шт.)
Установка осушки воздуха		2	Q=10 м ³ /мин, N=9 кВт, Pном=0,8 МПа	инв.№ 82636 (2 шт.)
Воздухосборник	В-10	3	V=10 м ³	инв.№ 82637 (2 шт.)
Воздухосборник	В-6,3	3	V=6,3 м ³	инв.№ 85008... 85010
УКПГ. Склад ГСМ, ДЭГа и метанола.				
Емкость ДЭГа	Е-50/1, Е-50/2	2	V=50 м ³	инв.№ 82448 (2 шт.)
Емкость для хранения дизельно-го топлива	Е-50/5, Е-50/6	2	V=50 м ³	инв.№ 82448 (2 шт.)
Насос подачи ДЭГ на УРДЭГ	Н-1, Н-3	2		инв.№ 82448 (2 шт.)
УКПГ. Узел редуцирования газа на собственные нужды.				
Пункт редуцирования газа на собственные нужды	ПРГСН	1	-	-
Подогреватель газа	ПТА-1	1	-	-
УКПГ. Здание замеров газа				
Здание замеров газа	-	-	-	-
УКПГ. ДКС. Сети технологические				

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Трубопроводы подключения демонтируемых площадок, зданий и сооружений	-	-	-	-

Описание технологической схемы площадки УКПГ-3

Принципиальная технологическая схема УКПГ-3 Ямбургского НГКМ месторождения представлена в томе 1004023ПД/04-ИОС7.3.1, чертеж 1004023ПД/04-УППГЗ-СХ-ИОС7.3.ГЧ.

Характеристика технологического оборудования УКПГ-3 Ямбургского НГКМ месторождения представлена в таблице 1.15 тома 1004023ПД/04-ИОС7.2.1.

Реконструкция УКПГ-3 заключается в замене плунжерных насосов Н-10а/1-1...Н-10а/1-6 на центробежные с частотным регулированием для регулируемой подачи метанола на КГС и МКУ через СПИ.

Газожидкостная смесь с кустов газовых скважин ГП-3 по шлейфам поступает в пункт переключающей арматуры с давлением 0,58...0,63 МПа (давление указано в абсолютных единицах здесь и далее по тексту). Температура поступающей на УКПГ газожидкостной смеси +7,7...+24,6 °С.

Газ от ГП-3 по существующему трубопроводу DN 1000 осушенного газа поступает на УКПГ-3 от МПК «Ямбург-Тула-1».

Для улавливания жидкостных пробок и мехпримесей, поступающих из газопроводов-шлейфов и сборных коллекторов газа после ППА, на тупиковых участках коллекторов входа газа в установку очистки установлены емкости сбора жидкости и мехпримесей Е-1-1, Е-1-2 с быстросъемными затворами.

Далее газ поступает в установку очистки газа для отделения капельной жидкости и мехпримесей. Из верхней зоны коллекторов DN 1000 газ поступает в блоки сепараторов с промывочной секцией С-1 № 1...8 (инв.№ 85275 ... 85282).

После установки очистки газ подается на ДКС-3 для компримирования. Компримирование газа на ДКС-3 осуществляется в две ступени газоперекачивающими агрегатами ГПА-Ц5-16С (первая ступень) и ГПУ-16 (вторая ступень). С 2020 г. по 2022 г. в работе находится по одному ГПА на каждой ступени сжатия. Газ между ступенями компримирования охлаждается в 20 аппаратах воздушного охлаждения 2АВГ-75С-1, после второй ступени в 26 аппаратах воздушного охлаждения 2АВГ-75С. Входное давление в ДКС-3 составит 0,58...0,63 МПа (абс.), температура – +7,7...+24,6 °С, давление на выходе – 4,0...5,0 МПа (абс.).

После ДКС поток газа поступает на установку подготовки газа УКПГ. Подготовка газа осуществляется по схеме гликолевой осушки в абсорберах. Осушка газа производится на девяти технологических линиях. Абсорберы А-1 были модернизированы для увеличения эффектив-

ности работы. Производительность УКПГ в период с 2022 г. по 2041 г. составит 1,17...7,17 млн. м³/сут. Количество модернизированных линий на установке осушки составит – с 2022 г. по 2025 г. – одна рабочая, три резервные, одна в ремонте. Четыре технологических линии подлежат демонтажу.

Восстановление осушителя происходит на установках огневой регенерации мощностью 30 м³/ч по ДЭГУ. Установка регенерации гликоля предназначена для восстановления концентрации осушителя. Производительность установки изменяется в зависимости от производительности УКПГ. В качестве абсорбента-осушителя на установке используется диэтиленгликоль (ДЭГ).

Для предотвращения гидратообразования в скважинах, трубопроводах и оборудовании УКПГ предусмотрена подача метанола.

Для обеспечения безгидратного режима работы газопроводов-шлейфов, в пункте переключаящей арматуры (поз. 40), предусмотрена установка системы подачи ингибитора СПИ для постоянной или периодической подачи метанола на кусты газовых скважин. В блоках СПИ предусматривается фильтрация и дозированная подача метанола по расходу. Блоки СПИ устанавливаются по этапу 3-5 проекта «Реконструкция и перевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции».

Для выполнения регулируемой подачи метанола на КГС и МКУ через СПИ, в трубопроводы и оборудование площадки УКПГ предусматривается замена 6 плунжерных насосов Н-10а/1...Н-10а/6 на 6 центробежных с частотным регулированием Н-10а/1...Н-10а/6.

Насосы Н-10а/1-2 (один рабочий, один резервный) с производительностью 5 м³/ч и давлением 2,5 МПа предназначены для подачи метанола на КГС и ППА при запуске/прогреве скважин и шлейфов. Насосы Н-10а/3-4 (один рабочий, один резервный) с производительностью 1 м³/ч и давлением 2,5 МПа предназначены для подачи метанола на КГС и ППА при нормальном режиме работы. Насосы Н-10а/5-6 (один рабочий, один резервный) с производительностью 1 м³/ч и давлением 5 МПа предназначены для подачи метанола в трубопроводы и оборудование площадки УКПГ.

На нагнетательном трубопроводе насосов Н-10а/1-1...Н-10а/1-6 предусмотрена установка клапанной сборки с клапанами регулирующими с электроприводом КлРЭ7.1, КлРЭ7.2 поддерживающим давление до себя и перепуском в емкость Е-4а.

Подпитка системы свежим метанолом осуществляется со склада УКПГ в Е-4а/1,2 с контролем по уровню.

На УКПГ-3 предусмотрена установка регенерации метанола. Водометанольный раствор от сепарационной части абсорберов А-1 и сепараторов С-1 подается в технологический корпус ДЭГа и метанола в разделитель Р-1а. В разделе Р-1а водометанольный раствор дегазируется и направляется в емкость для промстоков Е-12, откуда насосами Н-3 подается на регенерацию. Также предусмотрена подача ВМР насосами Н-3, Н-3а на сжигание ГФУ.

Перечень демонтируемого технологического оборудования на площадке УКПГ-3 представлен в таблице 2.16.

Таблица 2.16 Перечень демонтируемого оборудования УКПГ-3

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Установка регенерации метанола (поз. 37) (сущ.)				
Н-10а	Блок двух насосов метанола ПТ1-2,5-160	3	Q=2,5 м ³ /ч P=16 МПа n=1465 об/мин N=22*2 кВт	инв.№ 82801 (4 шт.), 83135 (2 шт.) – номера насосов

Склад хранения масла для МКУ

На кустах газовых скважин ГП-3 будет установлено 14 новых МКУ.

По согласованию с эксплуатирующей организацией принят вариант организации хранения компрессорного масла для нужд МКУ на территории УКПГ-3.

Для винтовых маслонаполненных компрессоров система маслоснабжения и маслообеспечения выполнена по замкнутому циклу.

Маслосистема компрессорной установки обеспечивает смазку подшипников и других элементов.

Объем системы маслообеспечения в МКУ обеспечивает нормальную работу компрессорной установки без останова для дозаправки масла эксплуатирующим персоналом в течении не менее 8700 часов (362 дня).

Согласно п.15.3.6 СТО Газпром НТП 1.8-001-2004, вместимость резервуаров смазочного масла должна обеспечивать подпитку ГПА в течении 3 месяцев, а также 50% запас объема маслосистем всех установленных ГПА.

Годовой запас масла размещен в расходных баках МКУ.

Для выполнения требований п.15.3.6 СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 на УКПГ-3 необходимо предусмотреть 50 % запас объема маслосистем всех установленных МКУ. Запас масла для всех МКУ ГП-3 составит 17900 л.

Под хранение необходимого запаса чистого масла на ГП-3 на первые два года эксплуатации выводится емкость чистого масла двигателя №5 (Е-1-5), размещенная на складе масла поз.102.

Для заполнения маслом емкости Е-1-5 предусматривается монтаж трубопроводов МКЧ1 и МКЧ2, DN 50, на перемычке между емкостями Е-1-5 и Е-1-6 устанавливаются ручные задвижки для исключения попадания масла МКУ в емкость Е-1-6.

На концах трубопроводов МКЧ1 и МКЧ2, предусмотрена установка ручных задвижек Зд3 и Зд4, быстроразъемного соединения для подключения передвижной маслозаправочной установки УСТ 5453 на базе автомобиля КАМАЗ 43118 (далее МЗУ) или автоцистерны.

В случае доставки масла в бочках, перекачка масла в емкость Е-1-5 осуществляется с помощью бочкового насоса, насос оборудован шлангом длиной 4 м. подключение напорного шланга насоса к трубопроводу МКЧ 1, предусмотрено через штуцер типа «Ерш».

Заполнение МЗУ осуществляется по трубопроводу МКЧ2, насосом, установленным в МЗУ, в МЗУ предусмотрен расходный бак чистого масла объемом 3 м³ и бак отработанного масла объемом 3 м³.

Для отработанного масла МКУ выделяется емкость Е-1-2, на перемычках между емкостями Е-1-2 и Е-1-1 устанавливаются ручные задвижки для исключения попадания отработанного масла МКУ в емкость Е-1-1.

Технологические операции на расходном складе масла:

- чистое масло по трубопроводу МКЧ1 от МЗУ или из привозной бочки перекачивается в емкость Е-1-5;
- чистое масло по трубопроводу МКЧ2 из емкости Е-1-5 насосом МЗУ закачивается в расходный бак МЗУ;
- отработанное масло МКУ по трубопроводу МКО1 закачивается в автоцистерну насосом автоцистерны для последующего вывоза;
- отработанное масло по трубопроводу МКО2 от МЗУ насосом МЗУ перекачивается в емкость Е-1-2.

С 2026 г. предусмотрен перевод УКПГ-3 в УППГ путем сокращения технологических линий и подключении к УКПГ-2.

Далее представлено описание технологической схемы УППГ-3.

УППГ-3

Газожидкостная смесь с кустов газовых скважин по шлейфам поступает в пункт переключающей арматуры с давлением 0,58...0,63 МПа (давление указано в абсолютных единицах здесь и далее по тексту). Температура поступающей на УППГ газожидкостной смеси +7,7...+24,6 °С.

Для отключения газопроводов-шлейфов ГПЗ от УППГ-3 (в том числе аварийного) на входных трубопроводах используются краны шаровые с пневмоприводом Г101.1...Г101.14 (в пункте переключающей арматуры (поз. 40)) и краны шаровые с пневмоприводом №7, №7а (в узле подключения к ДКС (поз. 90)).

При получении звуковой и световой сигнализации о падении технологического давления в газопроводах-шлейфах ниже 20% и превышении выше 10%, оператор дистанционно даёт команду на закрытие крана узла входа шлейфов ППА Г101 соответствующего шлейфа.

Сброс газа с входных трубопроводов, в аварийных ситуациях, предусматривается на свечи рассеивания газа УППГ и ДКС, через краны шаровые с пневмоприводом С105, №17, №17а.

Предусмотрено ручное переключение газопроводов-шлейфов на установку горизонтальную факельную (поз. 20). Установка горизонтальная факельная устанавливается по этапу 3-5 проекта «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции».

В пункте переключающей арматуры сырой газ из шлейфов собирается в коллектор DN 1000 и через кран №7а узла подключения к ДКС (поз. 90) направляется на установку очистки газа (поз. 101).

Для обеспечения безгидратного режима работы газопроводов-шлейфов, в пункте переключающей арматуры (поз. 40), предусмотрена установка системы подачи ингибитора СПИ для постоянной или периодической подачи метанола на кусты газовых скважин. В блоках СПИ предусматривается фильтрация и дозированная подача метанола по расходу. Блоки СПИ устанавливаются по этапу 3-5 проекта «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции». Подача метанола осуществляется от технологического корпуса ДЭГа и метанола (поз. 37) насосами Н-10а/1-1...Н-10а/1-6 из емкости Е-4а.

Для выполнения регулируемой подачи метанола на КГС и МКУ через СПИ предусматривается замена плунжерных насосов Н-10а на центробежные с частотным регулированием. На нагнетательном трубопроводе насосов Н-10а/1-1...Н-10а/1-6 предусмотрена установка клапанной сборки с клапанами регулирующими с электроприводом КлРЭ37.1, КлРЭ37.2 поддерживающим давление до себя и перепуском в емкость Е-4а.

Насосы Н 10а/1-2 (один рабочий, один резервный) с производительностью 5 м³/ч и давлением 2,5 МПа предназначены для подачи метанола на КГС и ППА при запуске/прогреве скважин и шлейфов. Насосы Н-10а/3-4 (один рабочий, один резервный) с производительностью 1 м³/ч и давлением 2,5 МПа предназначены для подачи метанола на КГС и ППА при нормальном режиме работы. Насосы Н 10а/5-6 (один рабочий, один резервный) с производительностью 1 м³/ч и давлением 5 МПа предназначены для подачи метанола в трубопроводы и оборудование площадки УКПГ.

Подпитка системы свежим метанолом осуществляется в Е-4а из технологических емкостей склада ГСМ, ДЭГа и метанола, с контролем по уровню.

Улавливание жидкостных пробок и мехпримесей, поступающих из газопроводов-шлейфов и сборных коллекторов происходит в емкости для сбора жидкости и мех примесей Е-1-2 (поз. 92). Из верхней зоны коллектора газ поступает в блоки сепараторов С-1 № 5...8. В сепараторах происходит выделение капельной жидкости и мехпримесей из поступающего газа. При необходимости промывка газа от солей будет проводиться на УКПГ-1, в связи с этим оборудование для промывки газа на установке очистки газа УППГ-3 подлежит демонтажу.

Газ после установки очистки газа направляется на охлаждение до температуры минус 5...0 °С в аппаратах воздушного охлаждения установки АВО газа компрессорного цеха №1 (поз. 93). На период положительных температур предусмотрены летние остановы промысла (см. табл. 2.3). Проверочный расчет АВО (2АВГ-75С) установки охлаждения газа КЦ-1 ДКС-3 проведен при температуре окружающего воздуха 0 °С. Минимальная возможная температура газа на выходе с установки охлаждения газа КЦ-1 ДКС-3 – 0,3 °С. Использование всех аппаратов (26 шт.) в качестве рабочих позволит снизить потери давления, а также вывести 1-2 линии в ремонт без увеличения температуры на выходе с установки охлаждения газа.

После установки охлаждения газа КЦ-1 (поз. 93) газ подается на установку очистки газа (поз. 101) в блоки сепараторов С-1 № 1...4, для отделения жидкости конденсирующейся при охлаждении газа. Количество конденсирующейся жидкости может достигать 504 кг/ч в зависимости от температуры на входе в УППГ.

Режимы работы и графики производительности блоков сепараторов С-1 № 1...4 аналогичны блокам сепараторов С-1 № 5...8.

После установки очистки газа (поз. 101) газ с температурой минус 5...0 °С и давлением 0,54...0,56 МПа подается по существующему трубопроводу DN 1000 в межпромысловый коллектор для транспорта на УКПГ-1. На выходе с УППГ-3 проектом предусмотрена установка узла технологического замера газа, категории – 1, класса – Д.3 по СТО Газпром 5.37-2020.

При температуре газа на входе в УППГ ниже 0 °С предусмотрена возможность подачи газа от пункта переключающей арматуры (поз. 40) через кран №7 узла подключения к ДКС (поз. 90) на установку очистки газа (поз. 101) в блоки сепараторов С-1 № 1...4 минуя сепараторы С-1 № 5...8 и установку охлаждения газа КЦ-1 (поз. 93). При этом улавливание жидкостных пробок и мехпримесей, поступающих из газопроводов-шлейфов и сборных коллекторов происходит в емкость для сбора жидкости и мех примесей Е-1-1 (поз. 91).

Для отключения установки очистки газа (поз. 101) и установки охлаждения газа КЦ-1 (поз. 93) (в том числе аварийного) на выходном трубопроводе установки охлаждения газа КЦ-1 (поз. 93) установлен кран шаровой с пневмоприводом КрП1.1.

Перед АВО установки охлаждения газа КЦ-1 (поз. 93) предусмотрена подача метанола (при необходимости), для предотвращения гидратообразования при охлаждении газа, также предусмотрена подача метанола (при необходимости) в трубопровод газа на выходе из УППГ. Для регулирования и замера количества метанола предусмотрена установка системы подачи ингибитора (СПИ).

Водометанольный раствор от сепараторов С-1 установки очистки газа (поз. 101) и емкостей для сбора жидкости и мех примесей Е-1-1 и Е-1-2 (поз. 91, 92) подается в технологический корпус ДЭГа и метанола (поз. 37) в разделитель Р-1а. Регулирование уровня жидкости в сепараторах С-1 и емкостях для сбора жидкости и мех примесей Е-1-1 и Е-1-2 осуществляется клапанами запорно-регулирующими с пневмоприводом. В связи с демонтажем оборудования

подготовки воздуха КИП проектом предусмотрена замена клапанов запорно-регулирующих с пневмоприводом на клапана запорно-регулирующие с электроприводом на сепараторах С-1, емкостях для сбора жидкости и мех примесей Е-1-1 и Е-1-2 и оборудовании в технологическом корпусе ДЭГа и метанола (поз. 37). В разделителе Р-1а водометанольный раствор дегазируется. После разделителя водометанольный раствор подается на утилизацию.

Существующая схема утилизации пром. стоков остается без изменений. Из емкости Е-12 пром. стоки насосами Н-3 подаются на сжигание в ГФУ.

Управление оборудованием и арматурой ДКС из здания ПЭБ (поз.58) будет перенесено в БППП (поз. 44) УКПГ.

Топливный, импульсный газ УППГ

Обеспечение УППГ-3 осушенным газом для собственных нужд предусмотрено от УКПГ (из газопровода-подключения к промышленному коллектору). Осушенный газ на УППГ-3 используется для подготовки топливного и импульсного газа.

Проектом предусмотрена подготовка/редуцирование топливного и импульсного газа в реконструируемом здании блока подготовки топливного и импульсного газа КЦ-1 (поз. 54). Потребителями топливного газа на УППГ являются:

- резервуары запаса воды (РВС);
- печи регенерации метанола;
- установка подогрева теплоносителя (УПТ);
- установка сжигания промстоков (ГФУ);
- установка горизонтальная факельная (АГГ) (устанавливается по этапу 3-5 проекта «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции.»);
- подогреватели топливного газа ПГ-30 КЦ1.

Общий расход топливного газа на УППГ-3 составит 1165...9935* м³/ч.

Газ от МПК поступает с давлением 3,1...5,6 МПа и температурой минус 2...+10 °С. Через узел замера газ подается в блок очистки газа (сущ.), где очищается от мехпримесей и капельной жидкости. После блока очистки часть газа подается на установку подготовки импульсного газа (установка переносится из демонтируемой установки подготовки топливного, пускового и импульсного газа КЦ-2 (поз. 58)), другая часть подается в блок подогрева газа ПГ-30 (поз.95), где нагревается до температуры 40...60 °С. После блока подогрева газа ПГ-30 (поз.95) газ направляется в блок подготовки топливного и импульсного газа КЦ-1 (поз. 54) для редуцирования.

Редуцирование газа в блоке подготовки топливного и импульсного газа КЦ-1 (поз. 54) производится двумя последовательно установленными регуляторами: первый контрольный, второй рабочий (защита контрольным регулятором).

Регулирующими клапанами прямого действия РД1.1, РД1.2 (РД1.3, РД1.4) газ редуцируется до технологического давления 1,0 МПа (изб.).

Для защиты от превышения давления предусмотрена установка двух предохранительных клапанов ПК1.1 (ПК1.2) (один рабочий, один резервный) на трубопроводе после регулирующего клапана РД1.1, РД1.2 (РД1.3, РД1.4). Сброс газа с каждого предохранительного клапана выполняется на местную свечу рассеивания.

Топливный газ для ГФУ подается по трубопроводу ГТ4.2, через узел учета расхода газа, с давлением 1,0 МПа.

Топливный газ для блока подогрева газа ПГ-30 (поз. 95), АГГ, установки подогрева теплоносителя (поз.94), резервуаров запаса воды (поз.49), печи регенерации метанола редуцируется регулирующими клапанами прямого действия РД1.5, РД1.6 (РД1.7, РД1.8) до технологического давления 0,6 МПа, проходит узлы учета расхода газа и подается по трубопроводам ГТ5.

На стороне низкого давления на трубопроводе ГТ5, после регулирующих клапанов РД1.5, РД1.6 (РД1.7, РД1.8) предусмотрена установка двух предохранительных клапанов ПК2.1 (ПК2.2) (один рабочий, один резервный) для защиты от превышения давления. Сброс газа с каждого предохранительного клапана выполняется на местную свечу рассеивания.

На установке подготовки импульсного газа производится осушка импульсного газа в 2-х адсорберах, заполненных цеолитом, один из которых находится в работе (осушается газ), второй – в режиме регенерации или ожидания. Регенерация цеолита производится в адсорбере, нагревом ТЭНами до температуры 350 °С с периодической продувкой сухим газом, который отбирается из выходного коллектора импульсного газа. Осушка газа и регенерация цеолита производится в автоматическом режиме. Для восстановления точки росы импульсного газа по влаге (минус 50 по паспорту) необходимо заменить цеолиты в адсорберах.

Для перекрытия потоков газа, в аварийных ситуациях, предусматривается установка кранов шаровых с электроприводом КрЭ54.6 ...КрЭ54.11 на выходе блока подготовки топливного и импульсного газа КЦ-1 (поз. 54). На входе в БПТИГ предусмотрен ... № 35.

Предусматривается установка кранов шаровых с электроприводом КрЭ54.2...КрЭ54.5 перед редуцирующими устройствами и кранов шаровых с ручным управлением после редуцирующих устройств.

Хранение импульсного газа осуществляется в ресиверах импульсного газа РИГ-1 и РИГ-2. Ресивер РИГ-1 размещен в сетях КЦ1. Ресивер РИГ-2 устанавливается по этапу 3-5 проекта «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции.».

Склад хранения масла для МКУ

После четырех лет эксплуатации МКУ (перевод УКПГ-3 в УППГ-3), на ГП-3 выполняется демонтаж всех компрессорных агрегатов.

Емкости склада масел (поз.102), насосная (поз.103) не демонтируются, остаются для создания единого склада масла на УППГ-3 для возможности приема чистого масла из бочкотары и отработанного масла МКУ.

После перевода УКПГ-3 в УППГ использовать склад масла и насосную для хранения суммарного 50 % запаса чистого и отработанного масла МКУ для ГП-2 и ГП-3. Здание насосной остается резервным для хранения масла в бочках.

Склад масел в таре (поз.100)

После вывода из эксплуатации КЦ-1 и КЦ-2, проектом предусмотрена реконструкция насосной КЦ-1 (поз.100) в склад масла в таре.

Склад масла поз.100 предусмотрен на случай доставки масла в таре (200 литровых бочках).

Реконструкцией предусмотрен демонтаж всего технологического оборудования, установленного в здании, увеличение дверного проема для возможности закатывания бочек, увеличение наружной площадки обслуживания.

Склад предназначен для хранения 50 % запаса объема всех маслосистем, установленных МКУ, и будет использоваться в случае доставки масла в 200-литровых бочках.

Бочка с маслом с помощью бочкокантователя удаляется за пределы помещения склада, далее устанавливается на поддон находящийся на площадке обслуживания, в бочку устанавливается бочковый насос, гибкий шланг насоса подключается к внешнему патрубку МЗУ, далее масло из бочки перекачивается в расходный бак МЗУ.

Мощность склада масла в таре принята из условия хранения 50 % запаса объема маслосистем всех установленных МКУ и составляет 17900 л или 90 бочек.

Хранение бочек предусмотрено на металлических поддонах типа ПБ-42Н в один ярус.

При переводе УКПГ-3 в УППГ часть технологических площадок, зданий и сооружений остаются не задействованными в технологическом процессе и подлежат демонтажу. Также демонтируется часть сетей технологических. Полный перечень демонтируемого технологического оборудования УКПГ-3 представлен в таблице 2.17.

Таблица 2.17 Перечень демонтируемого технологического оборудования УКПГ-3 при переводе в УППГ-3

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
ДКС. Установка очистки газа				
Насос для подачи промывочной жидкости	Н-1	2	-	инв.№ 85127 (2 шт.)
Насос для откачки промывочной жидкости	Н-2	2	-	инв.№ 85283 (2 шт.)

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Блок емкости для рефлюкса	Е-3	1	-	инв.№ 85283
Фильтр	Ф-1	2	-	инв.№ 85127 (2 шт.)
ДКС. Компрессорный цех 2 (первая ступень)				
Газоперекачивающий агрегат ДКС-03 «УРАЛ»	ГПА-1-1... ГПА-1-6 № 321...326	6 (ГПА со всеми вспомогательными сооружениями)	$P_{расч}=7,5$ МПа $Q=8,293$ млн.н.м ³ /сут. $N=16$ МВт	инв.№ 303810... 303815
Обвязка агрегатов газоперекачивающих	№ 321...326	6		-
Здание арматуры топливного и пускового газа	№ 321...326	6		-
Утилизатор тепла выхлопных газов	УТ-1...УТ-6	6		-
Блок двух фильтров топливного газа	БФГ-1...БФГ-6	6		инв.№ 303810... 303815
Маслосборник	МС-1	1		инв.№ 303849
Подогреватель моторный «газ-керосин»	ПМ-1	1		-
Емкость для перелива масла нагнетателя	Е-2	1		инв.№ 303824
Емкость для перелива масла двигателя	Е-3	1		инв.№ 303824
ДКС. Компрессорный цех 2 (первая ступень). Маслохозяйство.				
Блок емкостей масел	БЕ-1, БЕ-2	2		инв.№ 303824 (2 шт.)
Фильтр для масла двигателя отработанного	Ф-1 (ФЖП-80)	1		инв.№ 303824
Фильтр для масла двигателя чистого	Ф-2	1		инв.№ 303824
Фильтр для масла нагнетательного отработанного	Ф-3 (ФЖП-80)	1		инв.№ 303824
Фильтр для масла нагнетательного чистого	Ф-4	1		инв.№ 303824

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Установка маслоочистительная масла двигателя	МУ-1	1		инв.№ 303824
Установка маслоочистительная масла нагнетателя	МУ-2	1		инв.№ 303824
Насос для чистого масла двигателя	Н-1	1		инв.№ 303824
Насос для отработанного масла двигателя	Н-2	1		инв.№ 303824
Насос для чистого масла нагнетателя	Н-3	1		инв.№ 303824
Насос для отработанного масла нагнетателя	Н-4	1		инв.№ 303824
Здание насосной ма-сел		1		-
Счетчик жидкости	СЧ-1	2		инв.№ 303824 (2 шт.)
ДКС. Компрессорный цех 2 (первая ступень). УПТИГ.				
Здание установки подготовки топливного и пускового газов		1		инв.№ 303846
Арматурный блок здания арматуры топливного и пускового газа		1		-
Обвязка блока редуцирования топливного газа		1		-
Блок очистки газа	БО	1		инв.№ 303847
Блок редуцирования топливного и пускового газов	БРТПГ	1		инв.№ 303847
Блок замера	БЗ	1		инв.№ 303847
Блок сепаратора пробкоуловителя	БСПУ	1		инв.№ 303847
Емкость дренажная	Е-1	1		инв.№ 303847

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Насос	Н-1	1		инв.№ 303847
Подогреватель топливного и пускового газа	ПГ-1	3		инв.№ 303847 (3 шт.)
Установка подготовки импульсного газа (перенос в здание установки очистки газа)	УПИГ	1		инв.№ 340443
ДКС. Компрессорный цех 2 (первая ступень). Установка АВО газа.				
Аппарат воздушного охлаждения	ВХ-1-1... ...ВХ-1-20	20	F= 9930 м ²	инв.№ 303825... 303844
ДКС. Компрессорный цех 1 (вторая ступень).				
Компрессорный цех				инв.№ 85126
Установка газоперекачивающая ГПУ-16	ГПУ-1-1... ...ГПУ-1-5 № 311...315	5 (ГПА со всеми вспомогательными сооружениями)	P _{расч} =7,5 МПа Q=6,5664 млн.н.м ³ /сут. N=16 МВт	85319... 85354
Компрессор ГПА	№ 311...315	5		инв.№ 382447, 382449, 382450, 366414, 366415
Утилизатор тепла выхлопных газов	УТ-1...УТ-5	5		инв.№ 85140 (5 шт.)
Емкость для переливов масла нагнетателя	Е-2	1		-
Емкость для переливов масла двигателя	Е-3	1		-
Блок фильтров газа	БФГ-1	5		инв.№ 85319... 85323
Подогреватель моторный	МП-1	1		-
Двигатель резервный	Д-1	1		-
Устройство моечное	МУ-1	2		-
ДКС. Компрессорный цех 1 (вторая ступень). Маслохозяйство				
Агрегат электронасосный масла двигателя чистого	Н-1	1		инв.№ 85130

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Агрегат электронасосный масла двигателя отработанного	Н-2	1		инв.№ 85130
Агрегат электронасосный масла нагнетателя чистого	Н-3	1		инв.№ 85130
Агрегат электронасосный масла нагнетателя отработанного	Н-4	1		инв.№ 85130
Блок емкостей масла двигателя	БЕ-1	1		инв.№ 85273
Блок емкостей масла нагнетателя	БЕ-2	1		инв.№ 85274
Фильтр для масла двигателя отработанного	Ф-1	2		инв.№ 85130 (2 шт.)
Фильтр для масла двигателя чистого	Ф-2	1		инв.№ 85130
Фильтр для масла нагнетателя отработанного	Ф-3	2		инв.№ 85130 (2 шт.)
Фильтр для масла нагнетателя чистого	Ф-4	1		инв.№ 85130
Установка маслоочистительная масла двигателя	МУ-1, МУ-2	2		инв.№ 85130 (2 шт.)
Счетчик жидкости	СЧ-1	2		инв.№ 85130 (2 шт.)
УКПГ. Установка подготовки газа.				
Технологический корпус подготовки газа. (Цех в полном объеме.) тех. корпус инв. № 82800				
Технологический корпус подготовки газа		1		инв. № 82800
Абсорбер влаги	А-1/1...А1/9	9	Q= 10 млн. м ³ /сут.	инв. № 82991... 82999
Блок турбодетандерного агрегата	ТД-1...9	9	Q= 10 млн. м ³ /сут.	инв.№ 82931, 82932, 83164... 83170
Блок арматурный абсорбера	АР-02-1...9	9		-

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Насос дозированный	Н.Д.	1		инв. № 82800
Расходная емкость масла	Е-10а	1	V= 0,26 м ³ P=атм.	инв. № 82800
Блок дренажной емкости	Е-5	1	V= 5 м ³ P=0,6 МПа	инв. № 82800
Шламособорник	Е-10	1	V= 3,2 м ³ P=атм.	инв. № 82800
УКПГ. Установка подготовки газа. Установка АВО газа. (Оборудование в полном объеме.)				
Аппарат воздушного охлаждения 2АВГ-100С	АВО-1-1... ...АВО-1-24	24	F= 9930 м ²	инв. № 82953...82961, 83209... 83223
УКПГ. Установка регенерации ДЭГа.				
Технологический корпус регенерации ДЭГа и метанола		1		-
Колонна регенерации ДЭГа	К-1.1, К-1.2	2		инв. № 82918, 82923
Блок разделителя насыщенного ДЭГа	Р-1.1, Р-1.2	2		инв. № 82924, 82927
Печь огневого подогрева ДЭГа	П-1.1...3	3		инв. № 82892, 83023, 83024
Конденсатор воздушный	ВХ-2	6		инв. № 83129... 83134
Холодильник воздушный	ВХ-3	4		83173... 83176
Холодильник воздушный	ВХ-4	2		инв. № 82801 (2 шт.)
Холодильник воздушный	ВХ-5	4		инв. № 82801 (4 шт.)
Емкость антифриза	Е-3	1		инв. № 82904
Емкость для воды	Е-3а	1		инв. № 82922
Емкость РДЭГа	Е-4	1		инв. № 82925
Расходная емкость РДЭГа	Е-8	1		инв. № 82926
Емкость системы очистки ДЭГа	Е-9	1		инв. № 82801

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Емкость системы очистки ДЭГа	Е-11	1		инв. № 82801
Емкость системы очистки ДЭГа	Е-13	1		инв. № 82801
Емкость системы очистки ДЭГа	Е-14	1		инв. № 82801
Насос насыщенного ДЭГа	Н-2	2		инв. № 83154, 83155
Насос промстоков	Н-3	2		инв. № 83205, 83206
Насос промстоков	Н-3а	2		инв. № 83190, 83191
Насос антифриза	Н-5-1...2	2		инв. № 83157 (2 шт.)
Насос воды	Н-5а/1...2	2		инв. № 83171, 83172
Насос вакуумный	Н-6.1...5	5		инв. № 83160, 83161, 83162, 83199, 83163
Насос рефлюкса	Н-7.1...2	2		инв. № 82928, 82935
Насос РДЭГа	Н-8.1...2	2		инв. № 82934, 83156
Насос дренажный	Н-9	1		инв. № 82926
Насос РДЭГа	Н-10.1...10	10		инв. № 83177... 83186
Насос системы очистки ДЭГа	Н-14	1		инв. № 82801
Насос системы очистки ДЭГа	Н-15	1		инв. № 83153
Насос системы очистки ДЭГа	Н-16	1		инв. № 82801
Насос системы очистки ДЭГа	Н-17	1		инв. № 82801
Фильтр ДЭГа	Ф-1-1...2	2		-
УКПГ. Воздушная компрессорная.				
Воздушный компрессор	ВК-1, 2	2	Q=600 м ³ /ч	инв.№ 83238, 83239

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Установка осушки воздуха	АС-1, 2	2	Q=10 м ³ мин, N=9 кВт, Pном=0,8 МПа	инв.№ 82801 (2 шт.)
Воздухосборник	В-10/3...6	4	V=10 м ³	инв.№ 83112... 83115
Воздухосборник	В-6,3/1,2	2	V=6,3 м ³	инв.№ 85194, 85195
УКПГ. Установка печей огневой регенерации метанола				
Установка печей огневой регенерации метанола	П-1-1..П-1-3	3	-	-
УКПГ. Узел редуцирования газа на собственные нужды.				
Пункт редуцирования газа на собственные нужды	ПРГСН	1	-	-
Подогреватель газа	ПТА-1	1	-	-
УКПГ. ДКС. Сети технологические				
Трубопроводы подключения демонтируемых площадок, зданий и сооружений	-	-	-	-

Описание технологической схемы площадки УКПГ-4

Принципиальная технологическая схема УКПГ-4 Ямбургского НГКМ месторождения представлена в томе 1004023ПД/04-ИОС7.3.1, чертеж 1004023ПД/04-УКПГ4-СХ-ИОС7.3.ГЧ.

Характеристика технологического оборудования УКПГ-4 Ямбургского НГКМ месторождения представлена в таблице 1.19 тома 1004023ПД/04-ИОС7.2.1.

Реконструкция УКПГ-4 заключается в замене плунжерных насосов Н-10а/1...Н-10а/6 на центробежные с частотным регулированием для регулируемой подачи метанола на КГС и МКУ через СПИ.

Газожидкостная смесь с кустов газовых скважин ГП-4 по шлейфам поступает в пункт переключающей арматуры с давлением 0,54...0,67 МПа (давление указано в абсолютных единицах здесь и далее по тексту). Температура поступающей на УКПГ газожидкостной смеси +1,2...+2,6 °С.

Для улавливания жидкостных пробок и мехпримесей, поступающих из газопроводов-шлейфов и сборных коллекторов газа после ППА, на тупиковых участках коллекторов входа газа в установку очистки установлена емкость сбора жидкости и мехпримесей Е-1 с быстроъемными затворами.

Далее газ поступает в установку очистки газа для отделения капельной жидкости и мехпримесей. Из верхней зоны коллекторов DN 1000 газ поступает в блоки сепараторов с промывочной секцией С-1 № 1...9 (инв.№ 234457... 234465).

После установки очистки газ подается на ДКС-4 для компримирования. Компримирование газа на ДКС-4 осуществляется в три ступени газоперекачивающими агрегатами ГПА-Ц5-16С (первая ступень), ГПА-Ц5-16С (вторая ступень) и ГПУ-16 (третья ступень). Газ после первой и второй ступеней компримирования охлаждается в 30 аппаратах воздушного охлаждения АВГБС-83, после третьей ступени в 24 аппаратах воздушного охлаждения 2АВГ-75С-1. Входное давление в ДКС-4 составит 0,54...0,67 МПа (абс.), температура – +1,2...+2,6 °С, давление на выходе – 4,0...5,7 МПа.

После ДКС поток газа поступает на установку подготовки газа УКПГ. Подготовка газа осуществляется по схеме гликолевой осушки в абсорберах. Осушка газа производится на девяти технологических линиях. Абсорберы А-1 были модернизированы для увеличения эффективности работы. Производительность УКПГ в период с 2023 г. по 2033 г. составит 2,48...6,49 млн. м³/сут. Количество модернизированных линий на установке осушки составит – с 2023 г. по 2033 г. – одна рабочая, три резервные, одна в ремонте.

Восстановление осушителя происходит на установках огневой регенерации мощностью 120 м³/ч по ДЭГУ. Установка регенерации гликоля предназначена для восстановления концентрации осушителя. Производительность установки изменяется в зависимости от производительности УКПГ. В качестве абсорбента-осушителя на установке используется диэтиленгликоль (ДЭГ).

Для предотвращения гидратообразования в скважинах, трубопроводах и оборудовании УКПГ предусмотрена подача метанола.

Для обеспечения безгидратного режима работы газопроводов-шлейфов, в пункте переключающей арматуры (поз. 46), предусмотрена установка системы подачи ингибитора СПИ для постоянной или периодической подачи метанола на кусты газовых скважин. В блоках СПИ предусматривается фильтрация и дозированная подача метанола по расходу. Блоки СПИ устанавливаются по этапу 6-5 проекта «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции».

Для выполнения регулируемой подачи метанола на КГС и МКУ через СПИ, в трубопроводы и оборудование площадки УКПГ предусматривается замена 6 плунжерных насосов Н-10а/1...Н-10а/6 и 3 плунжерных насосов Н-11/1...Н-11/3 на 6 центробежных с частотным регулированием Н-10а/1...Н-10а/6.

Насосы Н-10а/1-2 (один рабочий, один резервный) с производительностью 1 м³/ч и давлением 2,5 МПа предназначены для подачи метанола на КГС и ППА при нормальном режиме работы. Насосы Н-10а/3-4 (один рабочий, один резервный) с производительностью 5 м³/ч и давлением 2,5 МПа предназначены для подачи метанола на КГС и ППА при запуске/прогреве

скважин и шлейфов. Насосы Н-10а/5-6 (один рабочий, один резервный) с производительностью 1 м³/ч и давлением 5 МПа предназначены для подачи метанола в трубопроводы и оборудование площадки УКПГ.

На нагнетательных трубопроводах насосов Н-10а/1-4 и Н-10а/5-6 предусмотрена установка клапанных сборок с клапанами регулирующими с электроприводом КлРЭ43.1 и КлРЭ43.2 соответственно, поддерживающими давление до себя и перепуском в емкость Е-4а.

Подпитка системы свежим метанолом осуществляется со склада УКПГ в Е-4а с контролем по уровню.

На УКПГ-4 предусмотрена установка регенерации метанола. Водометанольный раствор от сепарационной части абсорберов А-1 и сепараторов С-1 подается в технологический корпус ДЭГа и метанола в разделитель Р-1а. В разделе Р-1а водометанольный раствор дегазируется и направляется в емкость для промстоков Е-12, откуда насосами Н-3 подается на регенерацию. Также предусмотрена подача ВМР насосами Н-2а на сжигание ГФУ.

Перечень демонтируемого технологического оборудования на площадке УКПГ-4 представлен в таблице 2.18.

Таблица 2.18 Перечень демонтируемого оборудования УКПГ-4

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Установка регенерации метанола (поз. 43) (сущ.)				
Блок двух насосов метанола	Н-10а	3	Q=2,5 м ³ /ч H=16 МПа	-
Насосы метанола	Н-11	3	Q=100 л/ч H=25 МПа	-

Описание технологической схемы площадки УКПГ-7

Принципиальная технологическая схема УППГ-7 Ямбургского НГКМ месторождения представлена в томе 1004023ПД/04-ИОС7.3.1, чертеж 1004023ПД/04-УППГ7-СХ-ИОС7.3.ГЧ.

Характеристика технологического оборудования УППГ-7 Ямбургского НГКМ месторождения представлена в таблице 1.21 тома 1004023ПД/04-ИОС7.2.1.

Реконструкция УКПГ-7 заключается в замене плунжерных насосов Н-10а/1...Н-10а/6 на центробежные с частотным регулированием для регулируемой подачи метанола на КГС и МКУ через СПИ.

Газожидкостная смесь с кустов газовых скважин ГП-7 по шлейфам поступает в пункт переключающей арматуры с давлением 0,50...0,64 МПа (давление указано в абсолютных единицах здесь и далее по тексту). Температура поступающей на УКПГ газожидкостной смеси минус 6,7...+2,7 °С.

Газ от ГП-4 по существующему трубопроводу DN 1000 осушенного газа поступает на УКПГ-7 от МПК «Ямбург-Тула-1».

Для улавливания жидкостных пробок и мехпримесей, поступающих из газопроводов-шлейфов и сборных коллекторов газа после ППА, на тупиковых участках коллекторов входа газа в установку очистки установлены емкости сбора жидкости и мехпримесей Е-1-1, Е-1-2 с быстросъемными затворами.

Далее газ поступает в установку очистки газа для отделения капельной жидкости и мехпримесей. Из верхней зоны коллекторов DN 1000 газ поступает в блоки сепараторов с промывочной секцией С-1 № 1...8 (инв. № 234749... 234757).

После установки очистки газ подается на ДКС-7 для компримирования. Компримирование газа на ДКС-7 осуществляется в две ступени газоперекачивающими агрегатами ГПА-Ц5-16С (первая ступень) и ГПА-Ц3-16С (вторая ступень). С 2020 г. по 2022 г. в работе находится по одному ГПА на каждой ступени сжатия. Газ между ступенями компримирования охлаждается в 20 аппаратах воздушного охлаждения 2АВГ-75С-І, после второй ступени в 24 аппаратах воздушного охлаждения 2АВГ-75С-І. Входное давление в ДКС-7 составит 0,50...0,64 МПа (абс.), температура – минус 6,7...+2,7 °С, давление на выходе – 4,0...5,0 МПа (абс.).

После ДКС поток газа поступает на установку подготовки газа УКПГ. Подготовка газа осуществляется по схеме гликолевой осушки в абсорберах. Осушка газа производится на девяти технологических линиях. Абсорберы А-1 были модернизированы для увеличения эффективности работы. Производительность УКПГ в период с 2022 г. по 2041 г. составит 3,29...10,37 млн. м³/сут. Количество модернизированных линий на установке осушки составит – с 2022 г. по 2023 г. – две рабочих, две резервные, одна в ремонте; с 2028 г. по 2027 г. – одна рабочая, три резервных, одна в ремонте. Четыре технологических линии подлежат демонтажу.

Восстановление осушителя происходит на установках огневой регенерации мощностью 30 м³/ч по ДЭГу. Установка регенерации гликоля предназначена для восстановления концентрации осушителя. Производительность установки изменяется в зависимости от производительности УКПГ. В качестве абсорбента-осушителя на установке используется диэтиленгликоль (ДЭГ).

Для предотвращения гидратообразования в скважинах, трубопроводах и оборудовании УКПГ предусмотрена подача метанола.

Для обеспечения безгидратного режима работы газопроводов-шлейфов, в пункте переключательной арматуры (поз. 45), предусмотрена установка системы подачи ингибитора СПИ для постоянной или периодической подачи метанола на кусты газовых скважин. В блоках СПИ предусматривается фильтрация и дозированная подача метанола по расходу. Блоки СПИ устанавливаются по этапу 7-5 проекта «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции».

Для выполнения регулируемой подачи метанола на КГС и МКУ через СПИ, в трубопроводы и оборудование площадки УКПГ предусматривается замена 6 плунжерных насосов Н-10а/1...Н-10а/6 на 6 центробежных с частотным регулированием Н-10а/1...Н-10а/6.

Насосы Н-10а/1-2 (один рабочий, один резервный) с производительностью 5 м³/ч и давлением 2,5 МПа предназначены для подачи метанола на КГС и ППА при запуске/прогреве скважин и шлейфов. Насосы Н-10а/3-4 (один рабочий, один резервный) с производительностью 1 м³/ч и давлением 2,5 МПа предназначены для подачи метанола на КГС и ППА при нормальном режиме работы. Насосы Н-10а/5-6 (один рабочий, один резервный) с производительностью 1 м³/ч и давлением 5 МПа предназначены для подачи метанола в трубопроводы и оборудование площадки УКПГ.

На нагнетательном трубопроводе насосов Н-10а/1-1...Н-10а/1-6 предусмотрена установка клапанной сборки с клапанами регулирующими с электроприводом КлРЭ41.1 и КлРЭ41.2 поддерживающим давление до себя и перепуском в емкость Е-4а.

Подпитка системы свежим метанолом осуществляется со склада УКПГ в Е-4а с контролем по уровню.

На УКПГ-7 предусмотрена установка регенерации метанола. Водометанольный раствор от сепарационной части абсорберов А-1 и сепараторов С-1 подается в технологический корпус ДЭГа и метанола в разделитель Р-1а. В разделе Р-1а водометанольный раствор дегазируется и направляется в емкость для промстоков Е-12 и Е-9, откуда насосами Н-2а подается на регенерацию. Также предусмотрена подача ВМР насосами Н-4а на сжигание ГФУ.

Перечень демонтируемого технологического оборудования УКПГ-7 представлен в таблице 2.19.

Таблица 2.19 Перечень демонтируемого оборудования УКПГ-7

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Установка регенерации метанола (поз. 41) (сущ.)				
Плунжерный насос	Н-10а.1-6	6		инв. № 84426 (6 шт.) Установка регенерации метанола

С 2028 г. предусмотрен перевод УКПГ-7 в УППГ путем сокращения технологических линий и подключении к УКПГ-6.

Далее представлено описание технологической схемы УППГ-7.

УППГ-7

Газожидкостная смесь с кустов газовых скважин по шлейфам поступает в пункт переключательной арматуры с давлением 0,50...0,64 МПа (давление указано в абсолютных единицах

здесь и далее по тексту). Температура поступающей на УППГ газожидкостной смеси минус 6,7...+2,7 °С. Снижение температуры до отрицательных значений наблюдается в последние годы эксплуатации в наиболее холодные месяцы.

Для отключения газопроводов-шлейфов ГП7 от УППГ-7 (в том числе аварийного) на входных трубопроводах используются краны шаровые с пневмоприводом Г101.1...Г101.14, Г103.1...Г103.14 (в пункте переключающей арматуры (поз. 45) и краны шаровые с пневмоприводом №7, №7а (в узле подключения к ДКС к УКПГ (поз. 80).

При получении звуковой и световой сигнализации о падении технологического давления в газопроводах-шлейфах ниже 20% и превышении выше 10%, оператор дистанционно даёт команду на закрытие крана узла входа шлейфов ППА Г101 соответствующего шлейфа.

Сброс газа с входных трубопроводов, в аварийных ситуациях, предусматривается на свечи рассеивания газа УППГ и ДКС, через краны шаровые с пневмоприводом №17, 17а', №17а.

Предусмотрено ручное переключение газопроводов-шлейфов на установку горизонтальную факельную (поз. 24.1). Установка горизонтальная факельная устанавливается по этапу 7-5 проекта «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции».

В пункте переключающей арматуры сырой газ из шлейфов собирается в коллектор DN 1000 и через кран №7а узла подключения к ДКС к УКПГ (поз. 80) направляется на установку очистки газа (поз. 88).

Для обеспечения безгидратного режима работы газопроводов-шлейфов, в пункте переключающей арматуры (поз. 45), предусмотрена установка системы подачи ингибитора СПИ для постоянной или периодической подачи метанола на кусты газовых скважин. В блоках СПИ предусматривается фильтрация и дозированная подача метанола по расходу. Блоки СПИ устанавливаются по этапу 7-5 проекта «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции». Подача метанола осуществляется от технологического корпуса ДЭГа и метанола (поз. 41) насосами Н-10а/1-6 из емкости Е-4а.

Для выполнения регулируемой подачи метанола на КГС и МКУ через СПИ предусматривается замена 6 плунжерных насосов Н-10а/1...Н-10а/6 на 6 центробежных с частотным регулированием.

На нагнетательных трубопроводах насосов Н-10а/1-4 и Н-10а/5-6 предусмотрена установка клапанных сборок с клапанами регулирующими с электроприводом КлРЭ41.1 и КлРЭ41.2 соответственно, поддерживающими давление до себя и перепуском в емкости Е-4а.

Насосы Н-10а/1-2 (один рабочий, один резервный) с производительностью 1 м³/ч и давлением 2,5 МПа предназначены для подачи метанола на КГС и ППА при нормальном режиме работы. Насосы Н 10а/3-4 (один рабочий, один резервный) с производительностью 5 м³/ч и давлением 2,5 МПа предназначены для подачи метанола на КГС и ППА при запуске/прогреве скважин и шлейфов. Насосы Н 10а/5-6 (один рабочий, один резервный) с производительностью

1 м³/ч и давлением 5 МПа предназначены для подачи метанола в трубопроводы и оборудование площадки УКПГ.

Подпитка системы свежим метанолом осуществляется со склада УППГ в Е-4а с контролем по уровню.

Улавливание жидкостных пробок и мехпримесей, поступающих из газопроводов-шлейфов и сборных коллекторов происходит в емкостях для сбора жидкости и мех примесей Е-1-2 (поз. 82). Из верхней зоны коллектора газ поступает в блоки сепараторов С-1 № 6...9. В сепараторах происходит выделение капельной жидкости и мехпримесей из поступающего газа. Количество рабочих сепараторов определено по расчетному графику зависимости максимальной производительности от давления. При необходимости промывка газа от солей будет проводиться на УКПГ-6, в связи с этим оборудование для промывки газа на установке очистки газа УППГ-7 подлежит демонтажу.

Газ после установки очистки газа направляется на охлаждение до температуры минус 5...0 °С в аппаратах воздушного охлаждения установки АВО газа компрессорного цеха №1 (поз. 56). На период положительных температур предусмотрены летние остановы промысла (см. табл. 1.8). Проверочный расчет АВО (2АВГ-75С-1) установки охлаждения газа КЦ-1 ДКС-7 проведен при температуре окружающего воздуха 0 °С. Минимальная возможная температура газа на выходе с установки охлаждения газа КЦ-1 ДКС-7 – 0,3 °С. Использование всех аппаратов (24 шт.) в качестве рабочих позволит снизить потери давления, а также вывести 1-2 линии в ремонт без увеличения температуры на выходе с установки охлаждения газа.

После установки охлаждения газа КЦ-1 (поз. 56) газ подается на установку очистки газа (поз. 88) в блоки сепараторов С-1 № 1...5, для отделения жидкости конденсирующейся при охлаждении газа. Количество конденсирующейся жидкости может достигать 504 кг/ч в зависимости от температуры на входе в УППГ.

Режимы работы и графики производительности блоков сепараторов С-1 № 1...5 аналогичны блокам сепараторов С-1 № 6...9.

После установки очистки газа (поз. 88) газ с температурой минус 5...0 °С и давлением 0,50...0,63 МПа подается по существующему трубопроводу DN 1000 в межпромысловый коллектор для транспорта на УКПГ-6. На выходе с УППГ-7 проектом предусмотрена установка двух узлов технологического замера газа, категории - 1, класса – Д.3 по СТО Газпром 5.37-2020.

При температуре газа на входе в УППГ ниже 0 °С предусмотрена возможность подачи газа от пункта переключающей арматуры (поз. 45) через кран №7 узла подключения к ДКС к УКПГ (поз. 80) на установку очистки газа (поз. 88) в блоки сепараторов С-1 № 1...5 минуя сепараторы С-1 № 6...9 и установку охлаждения газа КЦ-1 (поз. 56). При этом улавливание жидкостных пробок и мехпримесей, поступающих из газопроводов-шлейфов и сборных коллекторов происходит в емкость для сбора жидкости и мех примесей Е-1-1 (поз. 81).

Для отключения установки очистки газа (поз. 88) и установки охлаждения газа КЦ-1 (поз. 56) (в том числе аварийного) на входном/выходном трубопроводах установки охлаждения газа КЦ-1 (поз. 56) установлены краны шаровые с пневмоприводом КрП1, КрП2.

Перед АВО установки охлаждения газа КЦ-1 (поз. 56) предусмотрена подача метанола (при необходимости), для предотвращения гидратообразования при охлаждении газа, также предусмотрена подача метанола (при необходимости) в трубопровод газа на выходе из УППГ. Для регулирования и замера количества метанола предусмотрена установка системы подачи ингибитора (СПИ).

Водометанольный раствор от сепараторов С-1 установки очистки газа (поз. 88) и емкостей для сбора жидкости и мех примесей Е-1-1 и Е-1-2 (поз. 81, 82) подается в технологический корпус ДЭГа и метанола (поз. 41) в разделитель Р-1а. Регулирование уровня жидкости в сепараторах С-1 и емкостях для сбора жидкости и мех примесей Е-1-1 и Е-1-2 осуществляется клапанами запорно-регулирующими с пневмоприводом. В связи с демонтажем оборудования подготовки воздуха КИП проектом предусмотрена замена клапанов запорно-регулирующих с пневмоприводом на клапана запорно-регулирующие с электроприводом на сепараторах С-1, емкостях для сбора жидкости и мех примесей Е-1-1 и Е-1-2 и оборудовании в технологическом корпусе ДЭГа и метанола (поз. 41). В разделителе Р-1а водометанольный раствор дегазируется. После разделителя водометанольный раствор подается на утилизацию.

Существующая схема утилизации пром. стоков остается без изменений. Из емкости Е-12 пром. стоки насосами Н-4а.1...Н-4а.3 подаются на сжигание в ГФУ.

Управление оборудованием и арматурой ДКС из здания ПЭБ (поз.58) будет перенесено в БППП (поз. 44) УКППГ.

Топливный, импульсный газ УППГ

Обеспечение УППГ-7 осушенным газом для собственных нужд предусмотрено от МПК «Ямбург-Тула-2» и резервирование от МПК «Ямбург-Поволжье». Осушенный газ на УППГ-7 используется для подготовки топливного и импульсного газа.

Проектом предусмотрена подготовка/редуцирование топливного и импульсного газа в реконструируемом здании блока подготовки топливного и импульсного газа КЦ-1 (поз. 58). Потребителями топливного газа на УППГ являются:

- резервуары запаса воды (РВС);
- установка подогрева теплоносителя (УПТ);
- печи метанола;
- установка сжигания промстоков (ГФУ1);
- установка горизонтальная факельная (АГГ) (устанавливается по этапу 7-5 проекта «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции.»);
- подогреватели топливного газа ПГ-30 КЦ1.

Общий расход топливного газа на УППГ-7 составит $1165...9935^* \text{ м}^3/\text{ч}$.

Газ от МПК поступает с давлением $3,1...5,7 \text{ МПа}$ и температурой $0...+30 \text{ }^\circ\text{C}$. Через узел замера газ подается в блок очистки газа (сущ.), где очищается от мехпримесей и капельной жидкости. После блока очистки часть газа подается на установку подготовки импульсного газа (установка переносится из демонтируемой установки подготовки топливного, пускового и импульсного газа КЦ-2 (поз. 63), другая часть подается в блок подогрева газа ПГ-30 (поз.84), где нагревается до температуры $40...60 \text{ }^\circ\text{C}$. После блока подогрева газа ПГ-30 (поз.84) газ направляется в блок подготовки топливного и импульсного газа КЦ-1 (поз. 58) для редуцирования.

Редуцирование газа в блоке подготовки топливного и импульсного газа КЦ-1 (поз. 58) производится двумя последовательно установленными регуляторами: первый контрольный, второй рабочий (защита контрольным регулятором).

Регулирующими клапанами прямого действия РД1.1, РД1.2 (РД1.3, РД1.4) газ редуцируется до технологического давления $1,0 \text{ МПа}$ (изб.).

Для защиты от превышения давления предусмотрена установка двух предохранительных клапанов ПК1.1 (ПК1.2) (один рабочий, один резервный) на трубопроводе после регулирующего клапана РД1.1, РД1.2 (РД1.3, РД1.4). Сброс газа с каждого предохранительного клапана выполняется на местную свечу рассеивания.

Топливный газ для ГФУ подается по трубопроводу ГТ4.2, через узел учета расхода газа, с давлением $1,0 \text{ МПа}$.

Топливный газ для блока подогрева газа ПГ-30 (поз.84), АГГ, установки подогрева теплоносителя (поз.83), печей метанола, резервуаров запаса воды (поз.53) редуцируется регулирующими клапанами прямого действия РД1.5, РД1.6 (РД1.7, РД1.8) до технологического давления $0,6 \text{ МПа}$, проходит узлы учета расхода газа и подается по трубопроводам ГТ5.

На стороне низкого давления на трубопроводе ГТ5, после регулирующих клапанов РД1.5, РД1.6 (РД1.7, РД1.8) предусмотрена установка двух предохранительных клапанов ПК2.1 (ПК2.2) (один рабочий, один резервный) для защиты от превышения давления. Сброс газа с каждого предохранительного клапана выполняется на местную свечу рассеивания.

На установке подготовки импульсного газа производится осушка импульсного газа в 2-х адсорберах, заполненных цеолитом, один из которых находится в работе (осушается газ), второй – в режиме регенерации или ожидания. Регенерация цеолита производится в адсорбере, нагревом ТЭНами до температуры $350 \text{ }^\circ\text{C}$ с периодической продувкой сухим газом, который отбирается из выходного коллектора импульсного газа. Осушка газа и регенерация цеолита производится в автоматическом режиме. Для восстановления точки росы импульсного газа по влаге (минус 50 по паспорту) необходимо заменить цеолиты в адсорберах.

Для перекрытия потоков газа, в аварийных ситуациях, предусматривается установка кранов шаровых с электроприводом КрЭ58.1, КрЭ58.8, КрЭ58.10...КрЭ58.13, КрЭ58.16 на входе и выходе блока подготовки топливного и импульсного газа КЦ-1 (поз. 58).

Предусматривается установка кранов шаровых с электроприводом КрЭ58.6, КрЭ58.7, КрЭ58.14, КрЭ58.15 перед редуцирующими устройствами и кранов шаровых с ручным управлением после редуцирующих устройств.

Хранение импульсного газа осуществляется в ресиверах импульсного газа РИГ-1 и РИГ-2. Ресивер РИГ-1 размещен в сетях КЦ1. Ресивер РИГ-2 устанавливается по этапу 7-5 проекта «Реконструкция и техпереворужение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции.».

При переводе УКПГ-7 в УППГ часть технологических площадок, зданий и сооружений остаются не задействованными в технологическом процессе и подлежат демонтажу. Также демонтируется часть сетей технологических. Полный перечень демонтируемого технологического оборудования УКПГ-7 представлен в таблице 2.20.

Таблица 2.20 Перечень демонтируемого технологического оборудования УКПГ-7 при переводе в УППГ-7

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
ДКС. Установка очистки газа				
Насос для подачи промывочной жидкости	Н-1-1...4	4	-	инв.№ 234761... 234764
Насос для откачки промывочной жидкости	Н-2-1, 2	2	-	инв. № 234766 (2 шт.)
Блок емкости для рефлюкса	Е-3	1		инв. № 234760
ДКС. Компрессорный цех 2 (первая ступень)				
Газоперекачивающий агрегат	ГПА-1-1... ГПА-1-6 № 721...726	6 (ГПА со всеми вспомогательными сооружениями)	P=4,02 МПа N=16 МПа Q=11,72 млн. м ³ /сут.	инв. № 315240... 315245
Обвязка агрегатов газоперекачивающих	№ 721...726	6		-
Здание арматуры топливного и пускового газа	№ 721...726	6		-
Сменная проточная часть ГПА	№ 721...726	6		-
Утилизатор тепла выхлопных газов	УТ-1...УТ-6	6		инв. № 315240... 315245
Блок двух фильтров топливного газа	БФГ-1...БФГ-6	6		-
Маслосборник	МС-1	1		инв. № 234615

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Подогреватель моторный «газ-керосин»	ПМ-1	1		-
Емкость для перелива масла нагнетателя	Е-2	1		инв. № 315248
Емкость для перелива масла двигателя	Е-3	1		инв. № 315248
Емкость-дегазатор	Е-5	6		-
ДКС. Компрессорный цех 2 (первая ступень). Маслохозяйство				
Блок емкостей масел	БЕ-1, БЕ-2	2		инв.№ 315248 (2 шт.)
Фильтр для масла двигателя отработанного	Ф-1 (ФЖП-80)	1		инв.№ 315248
Фильтр для масла двигателя чистого	Ф-2	1		инв.№ 315248
Фильтр для масла нагнетательного отработанного	Ф-3 (ФЖП-80)	1		инв.№ 315248
Фильтр для масла нагнетательного чистого	Ф-4	1		инв.№ 315248
Установка маслоочистительная масла двигателя	МУ-1	1		инв.№ 315248
Установка маслоочистительная масла нагнетателя	МУ-2	1		инв.№ 315248
Насос для чистого масла двигателя	Н-1	1		инв.№ 315248
Насос для отработанного масла двигателя	Н-2	1		инв.№ 315248
Насос для чистого масла нагнетателя	Н-3	1		инв.№ 315248
Насос для отработанного масла нагнетателя	Н-4	1		инв.№ 315248
Здание насосной масел		1		инв. № 315044
Счетчик жидкости	СЧ-1	2		-
ДКС. Компрессорный цех 2 (первая ступень). УПТИГ.				

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Здание установки подготовки топливного и пускового газов		1		инв. № 315045
Арматурный блок здания арматуры топливного и пускового газа		1		-
Обвязка блока редуцирования топливного газа		1		-
Блок очистки газа	БО	1		инв. № 315250
Блок редуцирования топливного и пускового газов	БРТПГ	1		инв. № 315250
Блок замера	БЗ	1		инв. № 315250
Блок сепаратора пробкоуловителя	БСПУ	1		инв. № 315252
Емкость дренажная	Е-1	1		инв. № 315250
Насос	Н-1	1		инв. № 315250
Подогреватель топливного и пускового газа	ПГ-1-1,2	2		инв. № 315250 (2 шт.)
ДКС. Компрессорный цех 2 (первая ступень). Установка АВО газа.				
Аппарат воздушного охлаждения	VX-1-1... ...VX-1-20	20	F= 9930 м ²	инв. № 315249 (20 шт.)
ДКС. Компрессорный цех 1 (вторая ступень).				
Компрессорный цех				-
Установка газоперекачивающая ГПУ-16	ГПУ-1-1... ...ГПУ-1-5 №711...715	5 (ГПА со всеми вспомогательными сооружениями)	N=16 МВт Q=19,97 млн. м ³ /сут.	инв. № 234626... 234630
Компрессор ГПА	№711...715	5		-
Сменная проточная часть ГПА	№711...715	5		-
Блок фильтров газа	БФГ-1	5		-
Утилизатор тепла выхлопных газов	УТ-1...УТ-5	5		инв. № 234631... 234635
Емкость для переливов масла нагнетателя	Е-2	1		инв. № 234818

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Емкость для переливов масла двигателя	Е-3	1		инв. № 234818
Маслосборник	МС-1	1		инв. № 234615
Устройство моечное	МУ-1	2		-
Маслоотбойник	МО-1	1		-
Емкость дегазатор	Е-5-1...Е-5-5	5		-
ДКС. Компрессорный цех 1 (вторая ступень). Маслохозяйство				
Агрегат электронасосный масла двигателя чистого	Н-1	1		инв. № 234817
Агрегат электронасосный масла двигателя отработанного	Н-2	1		инв. № 234817
Агрегат электронасосный масла нагнетателя чистого	Н-3	1		инв. № 234817
Агрегат электронасосный масла нагнетателя отработанного	Н-4	1		инв. № 234817
Блок емкостей масла двигателя	БЕ-1	1		инв. № 234824
Блок емкостей масла нагнетателя	БЕ-2	1		инв. № 234823
Фильтр для масла двигателя отработанного	Ф-1	1		-
Фильтр для масла двигателя чистого	Ф-1	1		-
Фильтр для масла нагнетателя отработанного	Ф-3	1		-
Фильтр для масла нагнетателя чистого	Ф-3	1		-
Установка маслоочистительная масла двигателя	МУ-1, МУ-2	2		инв. № 234821, 234822
ДКС. Компрессорный цех 1 (вторая ступень). Склад масел				
Цеховое маслохозяйство				инв. № 234817
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический для хранения нефтепродуктов	Е-1-1...Е-1-6	6		инв. № 234887... 234892

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Насос чистого масла двигателя	Н-3	2		инв. № 234880, 234883
Насос отработанного масла двигателя	Н-1	1		инв. № 234879/234882
Насос чистого масла нагнетателя	Н-4	2		-
Насос отработанного масла нагнетателя	Н-2	1		инв. № 234881/234884
Фильтр чистого масла нагнетателя	Ф-3	2		инв. № 234876
Фильтр отработанного масла нагнетателя	Ф-4	1		инв. № 234877
Счетчик	СЧ-1	2		-
Передвижная маслоочистительная установка	УМ-2	1		-
Фильтр чистого масла двигателя	Ф-1	2		инв. № 234873 (2 шт.)
Фильтр отработанного масла двигателя	Ф-2	1		инв. № 234874
Передвижная маслоочистительная установка	УМ-1	1		-
УКПГ. Установка подготовки газа. Технологический корпус подготовки газа. (Цех в полном объеме.)				
Технологический корпус подготовки газа		1		инв. № 84425
Абсорбер влаги	А-1/1...А1/9	9	Q=10 млн. м ³ /сут. P=10 МПа	инв. № 84581...84583, 84587...84589, 84593...84595
Блок турбодетандерного агрегата	ТД-1...9	9	Q=10 млн. м ³ /сут. P=10 МПа	инв. № 84584...84586, 84590...84592, 84596...84598
Блок арматурный абсорбера	АР-02-1...9	9		инв. № 84581...84589, 84587...84589, 84593...84595
Насос масла	Н-12	1		инв. № 84425
Шламоборник	Е-10а	1	V=3,2 м ³ P=атм.	инв. № 84425

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Блок дренажной емкости	Е-5	1	V= 5 м ³ P=0,6 МПа	инв. № 84425
Блок арматурный дренажной емкости	Ар-04	1	P=0,6 МПа	инв. № 84425
Шламосборник	Е-10	1	V= 3,2 м ³ P=атм.	инв. № 84425
УКПГ. Установка подготовки газа. Установка АВО газа. (Оборудование в полном объеме.)				
Аппарат воздушного охлаждения 2АВГ-100С	АВО-1-1... ...АВО-1-24	24	F= 9930 м ²	инв. № 84623... 84631, 84661... 84675
УКПГ. Установка регенерации ДЭГа.				
Технологический корпус регенерации ДЭГа и метанола		1		инв. № 84426
Блок регенерации гликоля	К-1.1, К-1.2	2		инв. № 84541, 84542
Блок арматурный колонны регенерации гликоля	Ар-05	2		инв. № 84541, 84542
Блок разделителя насыщенного ДЭГа	Р-1.1, Р-1.2	2		инв. № 84540 (2 шт.)
Печь огневого подогрева ДЭГа	П-1.1...3	3		инв. № 84427 (3 шт.)
Блок арматурный печи	АР-06.1...3	3		инв. № 84427 (3 шт.)
Конденсатор воздушный	Вх-2.1...2	2		инв. № 84426 (2 шт.)
Холодильник воздушный	ВХ-3.1...4	4		инв. № 84426 (4 шт.)
Холодильник воздушный	ВХ-4.1 ,2	2		инв. № 84426 (2 шт.)
Холодильник воздушный	ВХ-5.1...4	4		инв. № 84426 (4 шт.)
Емкость антифриза	Е-3	1		инв. № 84426
Емкость для воды	Е-3а	1		инв. № 84426
Емкость РДЭГа	Е-4	1		инв. № 84544
Емкость утечек ДЭГа	Е-5а	1		инв. № 84536
Емкость утечек ДЭГа	Е-21	1		-
Емкость промстоков	Е-8б	1		инв. № 84543
Емкость разделительная	Е-8	1		инв. № 84545
Емкость системы очистки ДЭГа	Е-11	1		инв. № 84426

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Емкость системы очистки ДЭГа	Е-13	1		инв. № 84426
Емкость антифриза	Е-20	1		инв. № 84426
Фильтр ДЭГа	Ф-1	4		инв. № 84574... 84577 (4 шт.)
Блок двух насосов	Н-1	2		инв. № 84426 (2 шт.)
Насос насыщенного	Н-2	2		инв. № 84426 (2 шт.)
Насос регенерированного метанола	Н-3	2		инв. № 84426 (2 шт.)
Насос горячий	Н-4	2		инв. № 302773 (2 шт.)
Насос горячий ДЭГа	Н-4б	3		инв. № 302773 (3 шт.)
Насос антифриза	Н-5-1...4	4		инв. № 84426 (4 шт.)
Насос воды	Н-5а/1...2	2		инв. № 84426 (2 шт.)
Насос вакуумный	Н-6.1...5	5		инв. № 84551 (3 шт.), 84552 (3 шт.)
Насос рефлюкса	Н-7.1...2	2		инв. № 84426 (2 шт.)
Насос РДЭГа	Н-8.1...2	2		инв. № 84548, 84549
Насос утечек ДЭГа	Н-9	1		инв. № 84426
Насос РДЭГа	Н-10.1...10	10		инв. № 84426 (10 шт.)
Теплообменник «ДЭГ-ДЭГ»	Т-3	3		инв. № 302772 (3 шт.)
Печь огневого подогрева ДЭГа	П-1	3		инв. № 84427 (3 шт.)
Блок арматурный печи	Ар-06	3		инв. № 84427 (3 шт.)
Плунжерный насос	Н-10а.1-6	6		инв. № 84426 (6 шт.) Установка регенерации метанола
УКПГ. Воздушная компрессорная.				
Воздушный компрессор	ВК-1, 2	2	Q=600 м ³ /ч	инв. № 84692 (2 шт.)

Наименование оборудования	Обозначение	Количество	Техническая характеристика	Инвентарный номер
Установка осушки воздуха	АС-1, 2	2	Q=10 м ³ /мин, N=9 кВт, Pном=0,8 МПа	-
Воздухосборник	В-10/1...6	4	V=10 м ³	-
УКПГ. Склад ГСМ, ДЭГа и метанола				
Емкость для масла	Е-1/1	1	V=10 м ³	инв. № 84442
Емкость для масла	Е-2/1	1	V=10 м ³	инв. № 84442
Емкость для дизельного топлива	Е-2/2	1	V=50 м ³	инв. № 84442
Емкость ДЭГа	Е-3/6	1	V=50 м ³	инв. № 84442
Насос ГСМ	Н-5, Н-6	2		инв. № 84442 (2 шт.)
Насос ГСМ	Н-8	1		инв. № 84442
УКПГ. Узел редуцирования газа на собственные нужды.				
Пункт редуцирования газа на собственные нужды	ПРГСН	1	-	инв. № 84429
Подогреватель газа	ПТА-1	1	-	инв. № 84429
УКПГ. ДКС. Сети технологические				
Трубопроводы подключения демонтируемых площадок, зданий и сооружений	-	-	-	-

Технологические трубопроводы

Проектируемые технологические трубопроводы выполнены в соответствии с технологической схемой проектируемых объектов.

При проектировании технологических трубопроводов соблюдены требования Международного стандарта ГОСТ 32569-2013 «Трубы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 12.03.2013г. № 101 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Диаметры трубопроводов по проектируемым площадкам определены исходя из нормативных скоростей, с учетом свойств транспортируемой среды и ее расхода.

В проектной документации приняты:

- для всех трубопроводов диаметром от DN 25 до DN 400 – трубы стальные бесшовные горячедеформированные по ГОСТ 8731-74/ГОСТ 8732-78 из стали 09Г2С;
- для всех трубопроводов диаметром от DN 500 – трубы стальные сварные по ГОСТ 20295-85 из стали 09Г2С.

Способ прокладки трубопроводов на проектируемых объектах надземный на металлических опорах.

В проекте предусматривается комплексная защита трубопроводов от коррозии в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.1-383-2009 гл.15, СП 34-116-97, ГОСТ Р 51164-98 и ВСН 008-88. Системы защитных покрытий соответствуют требованиям СТО Газпром 9.1-035-2014 «Защита от коррозии. Основные требования к системам внутренних и наружных лакокрасочных покрытий для противокоррозионной защиты технологического оборудования и металлоконструкций на объектах ПАО «Газпром». Все изоляционные материалы и антикоррозионные покрытия применены из «Единого реестра МТР ПАО «Газпром».

Для диэлектрической изоляции трубопроводов предусмотрена установка электроизолирующих элементов «ИЗОЛ» по ТУ 1469-025-32989231-2015 между опорами и трубопроводами.

Для эффективной работы системы ЭХЗ магистральных подземных трубопроводов предусмотрена установка вставок электроизолирующих на входе/выходе УКПГ-1, УППГ-2, УППГ-3, УКПГ-4, УППГ-7. Вставки электроизолирующие устанавливаются на надземных участках перед переходом в подземные.

Все трубопроводы, подлежащие тепловой изоляции, теплоизолируются по месту матами из минеральной ваты типа МП(МС) марки 125 по ГОСТ 21880-2011.

Маты укладываются на теплоизолируемую поверхность с плотным прилеганием друг к другу и крепятся проволокой, оцинкованной по ГОСТ 15892-70 диаметром 1,2 мм. Покровный слой тепловой изоляции выполняется из стали оцинкованной марки Б-О-Ц275-Н-БК по ГОСТ 14918-2020.

Тепловая изоляция арматуры предусматривается полуфутлярами из стали оцинкованной с вкладышами из матов минераловатных прошивных. Изоляция арматуры спускников и воздушников, а также трубопроводов для спускников и воздушников предусматривается совместно с основной трубой.

Для соединительных деталей трубопроводов принимается в качестве теплоизоляционного слоя тот же материал, что и для трубопроводов.

Перед нанесением тепловой изоляции на трубопроводы и соединительные детали для предохранения от коррозии применяется антикоррозийное покрытие наружной поверхности.

Системы лакокрасочных покрытий для антикоррозионной защиты технологического оборудования и трубопроводов по типу «УНИПОЛ»:

1) Трубопроводы не изолированные:

- грунт-эмаль СБЭ-111 «УНИПОЛ» марки АМ (2х80 мкм, общая толщина 160 мкм).

2) Трубопроводы изолированные:

- грунт-эмаль СБЭ-111 «УНИПОЛ» марки АМ (2х80 мкм, общая толщина 160 мкм).

На УППГ-2, УППГ-3, УППГ-7 трубопроводы газа сырого, топливного газа, газа с предохранительных клапанов, метанола с емкости аварийного слива, свечей рассеивания прокладываются в общей тепловой изоляции. Совместно с тепловой изоляцией, проектом предусмотрена пароизоляция трубопроводов ГТ1, ГТ2, ИГ1, С3, Д1, Д3, Д4, транспортирующих среды с температурой менее 12 °С. Теплоизоляционный материал – маты типа МП (МС) марки 125 по ГОСТ 21880-2011, пароизоляционный слой выполняется из фольги алюминиевой по ГОСТ 618-2014 (в два слоя), покровный слой – сталь оцинкованная.

Трубопроводы Д3, Д4, выходящие из блока очистки (БО) и установки подготовки импульсного газа (УПИГ), а также трубопроводы масла МКО1, МКО2 МКЧ1, МКЧ2 прокладываются с электрообогревом в общей тепловой изоляции.

На УКПГ-1 трубопроводы газа сырого прокладываются в общей тепловой изоляции.

Трубопроводы масла МКО1, МКО2 МКЧ1, МКЧ2 прокладываются с электрообогревом в общей тепловой изоляции.

2.4.1.3 Газосборные сети

По газосборным шлейфам газ с кустов газовых скважин доставляется на УКПГ.

Сбор газа с кустов скважин в существующем положении ГСС осуществляется по лучевой, либо по коллекторно-лучевой схеме. От каждого куста скважин газ транспортируется либо по индивидуальному трубопроводу до УКПГ, либо имеются объединения шлейфов в коллекторы. Проектные решения по реконструкции предусматривают объединение части индивидуальных газопроводов-шлейфов, прокладываемых совместно, в коллекторы. При этом те участки газопроводов-шлейфов за точками объединения в коллекторы, которые более не используются для транспорта газа, демонтируются, совместно с проложенными по ним метанолопроводами.

В соответствии решениям, предусмотренным на стадии ОТР, а также по результатам расчетов, для сохранения оптимального скоростного режима существующих ГСС с падающей добычей, на части газосборных трубопроводов проектом предусмотрена замена труб на меньший диаметр, что позволяет добиться улучшения условий для самоочистки шлейфов от жидкой фазы.

Метанол в существующем положении ГСС подается от УКПГ на кусты газовых скважин по индивидуальным трубопроводам. Проектные решения предусматривают прокладку но-

вых участков существующих метанолопроводов на участках демонтируемых газопроводов-шлейфов с тем, чтобы сохранить подачу метанола на каждый куст по индивидуальному трубопроводу. Прокладка метанолопроводов предусматривается на хомутовых опорах по трубе остающегося в эксплуатации коллектора с использованием несущей способности трубы большого диаметра.

Основной способ прокладки газопроводов-шлейфов – надземный, на опорах, в теплоизоляции из пенополиуретана, с защитным покрытием из металлического листа.

Транспорт сырого газа по газопроводам-шлейфам от кустов скважин до УКПГ сопровождается потерями давления, появлением конденсационной воды, понижением температуры. При понижении температуры ниже температуры гидратообразования и наличии капельной влаги происходит образование кристаллогидратов – комплексных соединений углеводородов с молекулами воды, которые образуют плотные гидратные пробки в трубопроводах, в результате снижается производительность ГСС и, в конечном счете, УКПГ.

При снижении давления температура гидратообразования понижается, но в тоже время увеличивается тенденция к выносу пластовой воды из скважин, что способствует образованию гидратов и льда.

Для предупреждения льдо-гидратообразования, разрушения льда и гидратов в процессе транспорта сырого газа производится подача ингибитора гидратообразования (метанола) на кустах скважин.

На ГСС УКПГ-1 предусмотрены следующие виды проектных мероприятий по реконструкции ГСС:

- замена диаметров ряда участков газопроводов-шлейфов на меньший с целью увеличения скорости газа для улучшения условий выноса жидкости из полости трубопроводов;
- подключение ряда газопроводов-шлейфов к соседним на общей эстакаде газопроводам-шлейфам, газосборным коллекторам с целью повышения скорости транспортировки газа для улучшения условий выноса жидкости из полости трубопроводов;
- установка крановых узлов в указанных выше точках подключения газопроводов-шлейфов;
- демонтаж высвобождаемых участков газопроводов-шлейфов (совместно с метанолопроводами) за точками подключения;
- прокладка метанолопроводов на вышеуказанных участках демонтажа для сохранения возможности подачи метанола на кусты. Метанолопроводы прокладываются на опорах по телу остающегося в эксплуатации газопровода-шлейфа/газосборного коллектора.

На УКПГ-1 предусматривается реконструкция следующих участков, с учетом выделения строительных этапов:

Газопровод-шлейф КГС №104, газопровод-шлейф КГС №106

Этап 3, 2023 г.:

Подключение шлейфа КГС №104 к газопроводу-шлейфу КГС №106 с установкой краевого узла №104-106 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №104 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №104. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №104 к газопроводу-шлейфу КГС №106. Конечная точка – ограждение УКПГ-1. На выходе метанолопровода с УКПГ-1 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №104.

Замена трубы газопровода-шлейфа КГС №104 DN500 на трубу DN250 и трубы метанолопровода КГС №104 на участке до точки подключения к шлейфу КГС №106. Начальная точка проектируемого участка газопровода-шлейфа (совместно с метанолопроводом) – ПК0 в районе выхода газопровода-шлейфа с куста №104. Конечная точка расположена в районе точки подключения к газопроводу-шлейфу КГС №106.

Этап 10, 2026 г.:

Замена трубы шлейфа КГС №106 DN500 на трубу DN300 и трубы метанолопровода КГС №106 на участке до точки подключения газопровода-шлейфа №104.

Этап 12, 2027 г.:

Замена трубы шлейфа КГС №106 DN500 на трубу DN300 и трубы метанолопровода КГС №106 на участке после точки подключения газопровода-шлейфа №104.

Начальная точка проектируемого участка газопровода-шлейфа (совместно с метанолопроводом) – ПК0 в районе выхода газопровода-шлейфа с куста №106. Конечная точка расположена в районе точки подключения к УКПГ-1.

Газопровод-шлейф КГС №108, газопровод-шлейф КГС №113

Этап 4, 2023 г.:

Подключение шлейфа КГС №108 к коллектору КГС №113, 120.

Прокладка метанолопровода к КГС №108 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №108. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК43+57.27 на подключении газопровода-шлейфа КГС №108 к газосборному коллектору КГС №113, №120. Конечная точка – ограждение УКПГ-1. На выходе метанолопровода с УКПГ-1 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №108.

Замена трубы шлейфа КГС №108 DN500 на трубу DN200 и трубы метанолопровода КГС №108 на участке до точки подключения к коллектору КГС №113, 120. Начальная точка проектируемого участка газопровода-шлейфа (совместно с метанолопроводом) – ПК0 в районе

выхода газопровода-шлейфа с куста №108. Конечная точка расположена в точке подключения к газосборному коллектору КГС №113, №120.

Замена трубы шлейфа КГС №113 DN500 на трубу DN250 и трубы метанолопровода КГС №113 на участке до точки подключения к шлейфу КГС №120. Начальная точка проектируемого участка газопровода-шлейфа (совместно с метанолопроводом) – ПК0 в районе выхода газопровода-шлейфа с куста №113. Конечная точка расположена в точке подключения к газопроводу-шлейфу КГС №120.

Газопровод-шлейф КГС №116, газосборный коллектор КГС №113, №120

Этап 8, 2023 г.:

Подключение шлейфа КГС №116 к коллектору КГС №113, 120 с установкой кранового узла №116-113 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №116 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №116. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №116 к газосборному коллектору КГС №113, №120. Конечная точка – ограждение УКПГ-1. На выходе метанолопровода с УКПГ-1 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №116.

Замена трубы шлейфа КГС №116 DN500 на трубу DN250 и трубы метанолопровода КГС №116 на участке до точки подключения к коллектору КГС №113,120. Начальная точка проектируемого участка газопровода-шлейфа (совместно с метанолопроводом) – ПК0 в районе выхода газопровода-шлейфа с куста №116. Конечная точка расположена в точке подключения к газосборному коллектору КГС №113, №120.

Замена трубы коллектора КГС №113, 120 DN500 на трубу DN250 и труб метанолопроводов КГС №113, 120 на участке до точки подключения ГШ №116. Начальная точка проектируемого участка газосборного коллектора (совместно с метанолопроводом) – ПК0а в точке подключения газопровода-шлейфа с куста №120. Конечная точка расположена в точке подключения газопровода-шлейфа с куста №116.

Газопровод-шлейф КГС №107

Этап 9, 2023 г.:

Подключение шлейфа КГС №107 к коллектору КГС №111, 119 с установкой кранового узла №107-119 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №107 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №107. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №107 к газосборному коллектору КГС №111, №119. Конечная точка – ограждение УКПГ-1. На выходе метанолопровода с УКПГ-1 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №107.

Замена трубы шлейфа КГС №107 DN500 на трубу DN250 и трубы метанолопровода КГС №107 на участке до точки подключения к коллектору КГС №111,119. Начальная точка

проектируемого участка газопровода-шлейфа (совместно с метанолопроводом) – ПК0 в районе выхода газопровода-шлейфа с куста №107. Конечная точка расположена в точке подключения к газосборному коллектору КГС №111, №119.

Газопровод-шлейф КГС №112

Этап 11, 2026 г.:

Подключение шлейфа КГС №112 к коллектору КГС №113, 120 с установкой кранового узла №112-113 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №112 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №112. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №112 к газосборному коллектору КГС №113, №120. Конечная точка – ограждение УКПГ-1. На выходе метанолопровода с УКПГ-1 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №112.

Газопровод-шлейф КГС №111

Этап 13, 2027 г.:

Замена трубы шлейфа КГС №111 DN500 на трубу DN300 и трубы метанолопровода КГС №111 на участке до точки подключения ГШ №119 с установкой кранового узла №111-119 на подключении.

Начальная точка проектируемого участка газопровода-шлейфа (совместно с метанолопроводом) – ПК0 в районе выхода газопровода-шлейфа с куста №111. Конечная точка расположена в точке подключения к газопроводу-шлейфу с куста №119.

На ГСС УКПГ-2 и ГСС УКПГ-3 предусмотрены следующие виды проектных мероприятий:

- подключение ряда газопроводов-шлейфов к соседним на общей эстакаде газопроводам-шлейфам, газосборным коллекторам с целью повышения скорости транспортировки газа для улучшения условий выноса жидкости из полости трубопроводов;
- установка крановых узлов в указанных выше точках подключения газопроводов-шлейфов;
- демонтаж высвобождаемых участков газопроводов-шлейфов (совместно с метанолопроводами) за точками подключения;
- прокладка метанолопроводов на вышеуказанных участках демонтажа для сохранения возможности подачи метанола на кусты. Метанолопроводы прокладываются на опорах по телу остающегося в эксплуатации газопровода-шлейфа/газосборного коллектора;
- установка скребковых кранов для пропуска очистных поршней, с целью выноса жидкости из полости трубопроводов.

На УКПГ-2 предусматривается реконструкция следующих участков, с учетом выделения строительных этапов:

Газопровод-шлейф КГС №210

Этап 25, 2023 г.:

Подключение шлейфа КГС №210 к шлейфу КГС №207 с установкой кранового узла №210-207 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №210 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №210. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №210 к газопроводу-шлейфу КГС №207. Конечная точка – ограждение УКПГ-2. На выходе метанолопровода с УКПГ-2 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №210.

Газопровод-шлейф КГС №214

Этап 26, 2023 г.:

Подключение шлейфа КГС №214 к шлейфу КГС №213 с установкой кранового узла №214-213 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №214 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №214. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №214 к газопроводу-шлейфу КГС №213. Конечная точка – ограждение УКПГ-2. На выходе метанолопровода с УКПГ-2 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №214.

Газопровод-шлейф КГС №211

Этап 35, 2026 г.:

Подключение шлейфа КГС №211 к шлейфу КГС №215 с установкой кранового узла №211-215 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №211 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №215. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №211 к газопроводу-шлейфу КГС №215. Конечная точка – ограждение УКПГ-2. На выходе метанолопровода с УКПГ-2 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №211.

Газопровод-шлейф КГС №209

Этап 37, 2027 г.:

Подключение шлейфа КГС №209 к шлейфу КГС №212 с установкой кранового узла №209-212 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №209 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №209. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №209 к газопроводу-шлейфу КГС №212. Конечная точка – ограждение

ние УКПГ-2. На выходе метанолопровода с УКПГ-2 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №209.

Газопровод-шлейф КГС №208

Этап 38, 2027 г.:

Подключение шлейфа КГС №208 к шлейфу КГС №205 с установкой кранового узла №208-205 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №208 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №208. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №208 к газопроводу-шлейфу КГС №205. Конечная точка – ограждение УКПГ-2. На выходе метанолопровода с УКПГ-2 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №208.

На УКПГ-3 предусматривается реконструкция следующих участков, с учетом выделения строительных этапов:

Газопровод-шлейф КГС №312

Этап 61, 2024 г.:

Подключение шлейфа КГС №312 к шлейфу КГС №313 с установкой кранового узла №312-313 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №312 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №312. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №312 к газопроводу-шлейфу КГС №313. Конечная точка – ограждение УКПГ-3. На выходе метанолопровода с УКПГ-3 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №312.

Газопровод-шлейф КГС №307

Этап 63, 2025 г.:

Подключение шлейфа КГС №307 к шлейфу КГС №302 с установкой кранового узла №307-302 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №307 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №307. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №307 к газопроводу-шлейфу КГС №302. Конечная точка – ограждение УКПГ-3. На выходе метанолопровода с УКПГ-3 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №307.

Газопровод-шлейф КГС №315

Этап 65, 2026 г.:

Подключение шлейфа КГС №315 к шлейфу КГС №317 с установкой кранового узла №315-317 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №315 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №315. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении

газопровода-шлейфа КГС №315 к газопроводу-шлейфу КГС №317. Конечная точка – ограждение УКПГ-3. На выходе метанолопровода с УКПГ-3 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №315.

Газопровод-шлейф КГС №311

Этап 66, 2026 г.:

Подключение шлейфа КГС №311 к шлейфу КГС №317 с установкой кранового узла №311-317 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №311 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №317. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №311 к газопроводу-шлейфу КГС №317. Конечная точка – ограждение УКПГ-3. На выходе метанолопровода с УКПГ-3 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №311.

Газопровод-шлейф КГС №305

Этап 67, 2026 г.:

Подключение шлейфа КГС №305 к шлейфу КГС №304 с установкой кранового узла №305-304 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №305 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №305. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №305 к газопроводу-шлейфу КГС №304. Конечная точка – ограждение УКПГ-3. На выходе метанолопровода с УКПГ-3 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №305.

На ГСС УКПГ-4 предусмотрены следующие виды проектных мероприятий:

- замена диаметров ряда участков газопроводов-шлейфов на меньший с целью увеличения скорости газа для улучшения условий выноса жидкости из полости трубопроводов;
- подключение ряда газопроводов-шлейфов к соседним на общей эстакаде газопроводам-шлейфам, газосборным коллекторам с целью повышения скорости транспортировки газа для улучшения условий выноса жидкости из полости трубопроводов;
- установка крановых узлов в указанных выше точках подключения газопроводов-шлейфов;
- демонтаж высвобождаемых участков газопроводов-шлейфов (совместно с метанолопроводами) за точками подключения;
- прокладка метанолопроводов на вышеуказанных участках демонтажа для сохранения возможности подачи метанола на кусты. Метанолопроводы прокладываются на опорах по телу остающегося в эксплуатации газопровода-шлейфа/газосборного коллектора.

- установка скребковых кранов для пропуска очистных поршней, с целью выноса жидкости из полости трубопроводов.

На УКПГ-4 предусматривается реконструкция следующих участков, с учетом выделения строительных этапов:

Газопровод-шлейф КГС №406

Этап 69, 2023 г.:

Подключение шлейфа КГС №406 к шлейфу №405 с установкой кранового узла №405-406 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №406 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №406. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №406 к газопроводу-шлейфу КГС №405. Конечная точка – ограждение УКПГ-4. На выходе метанолопровода с УКПГ-4 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №406.

Замена трубы газопровода-шлейфа КГС №406 DN300, DN500 на трубу DN200 и трубы метанолопровода КГС №406 на участке до точки подключения к газопроводу-шлейфу №405. Начальная точка проектируемого участка газопровода-шлейфа (совместно с метанолопроводом) – ПК0 в районе выхода газопровода-шлейфа с куста №406. Конечная точка расположена в точке подключения к газопроводу-шлейфу КГС №405.

Газопровод-шлейф КГС №411

Этап 70, 2023 г.:

Подключение газопровода-шлейфа КГС №411 к газосборному коллектору КГС №407, №420, №421 с установкой кранового узла №411-407 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №411 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №411. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №411 к коллектору КГС №407, №420, №421. Конечная точка – ограждение УКПГ-4. На выходе метанолопровода с УКПГ-4 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №411.

Газопровод-шлейф КГС №412, газопровод-шлейф КГС №418

Этап 71, 2023 г.:

Подключение газопровода-шлейфа КГС №418 к газосборному коллектору КГС №414, №416, №417.

Прокладка метанолопровода к КГС №418 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №418. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №418 к коллектору КГС №414, №416, №417. Конечная точка – ограждение УКПГ-4. На выходе метанолопровода с УКПГ-4 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №418.

Подключение газопровода-шлейфа КГС №412 к газосборному коллектору КГС №414, 416, 417 с установкой кранового узла №412-417 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №412 на участке демонтажа газосборного коллектора КГС №412, №418. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №412 к коллектору КГС №412, №418. Конечная точка – ограждение УКПГ-4. На выходе метанолопровода с УКПГ-4 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №412.

Газопровод-шлейф КГС №405

Этап 79, 2023 г.:

Замена трубы газопровода-шлейфа КГС №405 DN300 на трубу DN150 и трубы метанолопровода КГС №405 на участке до точки подключения газопровода-шлейфа №406. Начальная точка проектируемого участка газопровода-шлейфа (совместно с метанолопроводом) – ПК0 в районе выхода газопровода-шлейфа с куста №405. Конечная точка расположена в точке подключения к газопроводу-шлейфу КГС №406.

Газопровод-шлейф КГС №408

Этап 80, 2023 г.:

Подключение газопровода-шлейфа КГС №408 к газосборному коллектору КГС №407, №420, №421.

Прокладка метанолопровода к КГС №408 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №408. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №408 к газосборному коллектору КГС №407, №420, №421. Конечная точка – ограждение УКПГ-4. На выходе метанолопровода с УКПГ-4 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №408.

Газопровод-шлейф КГС №415

Этап 81, 2023 г.:

Установка скребкового крана запуска очистного устройства на газопроводе-шлейфе №415 DN500 в районе точки смены диаметра DN300>DN500.

Установка скребкового крана приема очистного устройства на газопроводе-шлейфе №415 DN500 перед точкой подключения газопровода-шлейфа №413.

Газосборный коллектор КГС №404, №422

Этап 82, 2024 г.:

Подключение газосборного коллектора №404, №422 к газосборному коллектору КГС №407, №420, №421 с установкой кранового узла №404-407 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №404 и метанолопровода к КГС №422 на участке демонтажа газосборного коллектора №404, 422. Начальная точка проектируемого участка метанолопроводов – ПК0 на подключении газосборного коллектора КГС №404, №422 к газосборному коллектору КГС №407, №420, №421. Конечная точка – ограждение УКПГ-4. На выходе ме-

танолопроводов с УКПГ-4 предусмотрена установка охранных кранов метанолопроводов КГС №404, КГС №422.

На ГСС УППГ-4а и ГСС УКПГ-7 предусмотрены следующие виды проектных мероприятий:

- замена диаметров ряда участков газопроводов-шлейфов на меньший с целью увеличения скорости газа для улучшения условий выноса жидкости из полости трубопроводов;
- подключение ряда газопроводов-шлейфов к соседним на общей эстакаде газопроводам-шлейфам, газосборным коллекторам с целью повышения скорости транспортировки газа для улучшения условий выноса жидкости из полости трубопроводов;
- установка крановых узлов в указанных выше точках подключения газопроводов-шлейфов;
- демонтаж высвобождаемых участков газопроводов-шлейфов (совместно с метанолопроводами) за точками подключения;
- прокладка метанолопроводов на вышеуказанных участках демонтажа для сохранения возможности подачи метанола на кусты. Метанолопроводы прокладываются на опорах по телу остающегося в эксплуатации газопровода-шлейфа/газосборного коллектора.
- прокладка лупинга газосборного коллектора для увеличения пропускной способности участка и снижения гидравлических потерь на участке.

На УППГ-4а предусматривается реконструкция следующих участков, с учетом выделения строительных этапов:

Газопровод-шлейф КГС №431

Этап 83, 2023 г.:

Замена трубы газопровода-шлейфа КГС №431 DN250 на трубу DN200 и трубы метанолопровода КГС №431 на участке до точки подключения газопровода-шлейфа №447 с установкой кранового узла №447-431 на подключении. Начальная точка проектируемого участка газопровода-шлейфа (совместно с метанолопроводом) – ПК0 в районе выхода газопровода-шлейфа с куста №431. Конечная точка расположена в точке подключения газопровода-шлейфа КГС №447.

Газопровод-шлейф КГС №444

Этап 84, 2023 г.:

Замена трубы газопровода-шлейфа КГС №444 DN250 на трубу DN150 и трубы метанолопровода КГС №444 на участке до точки подключения газопровода-шлейфа №443 с установкой кранового узла №444-443 на подключении. Начальная точка проектируемого участка газо-

провода-шлейфа (совместно с метанолопроводом) – ПК0 в районе выхода газопровода-шлейфа с куста №444. Конечная точка расположена в точке подключения газопровода-шлейфа КГС №443.

Лупинг газосборного коллектора КГС №431, №433, №434, №435, №447

Этап 85, 2023 г.:

Прокладка лупинга DN300 газосборного коллектора КГС 431, №433, №434, №435, №447 на участке от точки подключения шлейфа КГС №434 до УППГ-4а с установкой крановых узлов в начале и конце лупинга – №434л1 и №434л2. Начальная точка проектируемого участка лупинга – ПК0 в точке подключения газопровода-шлейфа КГС №434 к газосборному коллектору КГС №431, №433, №435, №447. Конечная точка расположена в точке подключения газосборного коллектора к УППГ-4а.

Газосборный коллектор КГС №439, №448

Этап 86, 2023 г.:

Подключение газосборного коллектора №439, №448 к газопроводу-шлейфу КГС №449 с установкой кранового узла №439-449 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №439 и метанолопровода к КГС №448 на участке демонтажа газосборного коллектора №439, №448. Начальная точка проектируемого участка метанолопроводов – ПК0 на подключении газосборного коллектора КГС №439, №448 к газопроводу-шлейфу КГС №449. Конечная точка – ограждение УППГ-4а. На выходе метанолопроводов с УППГ-4а предусмотрена установка охранных кранов метанолопроводов КГС №439, КГС №449.

На УКППГ-7 предусматривается реконструкция следующих участков, с учетом выделения строительных этапов:

Газопровод-шлейф КГС №715, газопровод-шлейф КГС №717

Этап 87, 2023 г.:

Подключение газопровода-шлейфа КГС №717 к газопроводу-шлейфу КГС №618 с установкой кранового узла №717-618 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №717 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №717. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №717 к газопроводу-шлейфу КГС №618. Конечная точка – ограждение УКППГ-7. На выходе метанолопровода с УКППГ-7 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №717.

Замена трубы газопровода-шлейфа КГС №717 DN500 на трубу DN150 и трубы метанолопровода КГС №717 на участке до точки подключения к газопроводу-шлейфу КГС №618. Начальная точка проектируемого участка газопровода-шлейфа (совместно с метанолопроводом) – ПК0 в районе выхода газопровода-шлейфа с куста №717. Конечная точка расположена в точке подключения к газопроводу-шлейфу КГС №618.

Замена трубы газопровода-шлейфа КГС №715 DN500 на трубу DN250 и трубы метано-лопровода КГС №715 на участке до точки подключения к газосборному коллектору КГС №618, 717. Начальная точка проектируемого участка газопровода-шлейфа (совместно с метано-лопроводом) – ПК0 в районе выхода газопровода-шлейфа с куста №715. Конечная точка расположена в точке подключения к газосборному коллектору КГС №618, №717.

Газопровод-шлейф КГС №718, газопровод-шлейф КГС №713

Этап 88, 2023 г.:

Подключение газопровода-шлейфа КГС №718 к газосборному коллектору КГС №721, №722, №723 с установкой кранового узла №718-721 на подключении.

Прокладка метано-лопровода к КГС №718 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №718. Начальная точка проектируемого участка метано-лопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №718 к газосборному коллектору КГС №721, №722, №723. Конечная точка – ограждение УКПГ-7. На выходе метано-лопровода с УКПГ-7 предусмотрена установка охранного крана метано-лопровода КГС №718.

Подключение газопровода-шлейфа КГС №713 к газосборному коллектору КГС №721, №722, №723 с установкой кранового узла №713-721 на подключении.

Прокладка метано-лопровода к КГС №713 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №713. Начальная точка проектируемого участка метано-лопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №713 к газосборному коллектору КГС №721, №722, №723. Конечная точка – ограждение УКПГ-7. На выходе метано-лопровода с УКПГ-7 предусмотрена установка охранного крана метано-лопровода КГС №713.

Замена трубы газопровода-шлейфа КГС №713 DN500 на трубу DN200 и трубы метано-лопровода КГС №713 на участке до точки подключения к газосборному коллектору КГС №721, №722, №723. Начальная точка проектируемого участка газопровода-шлейфа (совместно с метано-лопроводом) – ПК0 в районе выхода газопровода-шлейфа с куста №713. Конечная точка расположена в точке подключения к газосборному коллектору КГС №721, №722, №723.

Лупинг газосборного коллектора КГС №702, №730

Этап 89, 2023 г.:

Прокладка лупинга DN300 газосборного коллектора КГС №702, №730 с установкой крановых узлов в начале и конце лупинга – №702л1 и №702л2. Начальная точка проектируемого участка лупинга – ПК0 в точке подключения газопровода-шлейфа КГС №730 к газопроводу-шлейфу КГС №702. Конечная точка расположена в точке смены диаметра DN300>DN500 перед тройником подключения газопровода-шлейфа КГС №701.

Газопровод-шлейф КГС №704

Этап 90, 2023 г.:

Замена трубы газопровода-шлейфа КГС №704 DN500 на трубу DN300 и трубы метано-лопровода КГС №704. Начальная точка проектируемого участка газопровода-шлейфа (совмест-

но с метанолопроводом) – ПК0 в районе выхода газопровода-шлейфа с куста №704. Конечная точка расположена в точке подключения к газосборному коллектору КГС №726, №727, №728.

Газопровод-шлейф КГС №705, газопровод-шлейф КГС №709

Этап 91, 2023 г.:

Замена трубы газопровода-шлейфа КГС №705 DN300 на трубу DN150 и трубы метанолопровода КГС №705 на участке до точки подключения к газопроводу-шлейфу №709 с установкой кранового узла №709-705 на подключении. Начальная точка проектируемого участка газопровода-шлейфа (совместно с метанолопроводом) – ПК0 в районе выхода газопровода-шлейфа с куста №705. Конечная точка расположена в точке подключения к газопроводу-шлейфу КГС №709.

Замена трубы газопровода-шлейфа КГС №709 DN500 на трубу DN250 и трубы метанолопровода КГС №709 на участке до точки подключения к газопроводу-шлейфу №705. Начальная точка проектируемого участка газопровода-шлейфа (совместно с метанолопроводом) – ПК0 в районе выхода газопровода-шлейфа с куста №709. Конечная точка расположена в точке подключения к газопроводу-шлейфу КГС №705.

Газопровод-шлейф КГС №711

Этап 92, 2023 г.

Подключение газопровода-шлейфа КГС №711 к шлейфу №719 с установкой кранового узла №711-719 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №711 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №711. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №711 к газопроводу-шлейфу КГС №719. Конечная точка – ограждение УКПГ-7. На выходе метанолопровода с УКПГ-7 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №711.

Газопровод-шлейф КГС №712, газопровод-шлейф КГС №720, газопровод-шлейф КГС №714

Этап 93, 2023 г.:

Подключение газопровода-шлейфа КГС №712 к газопроводу-шлейфу №714.

Прокладка метанолопровода к КГС №712 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №712. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №712 к газосборному коллектору КГС №714, №720. Конечная точка – ограждение УКПГ-7. На выходе метанолопровода с УКПГ-7 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №712.

Подключение газопровода-шлейфа КГС №720 к газопроводу-шлейфу №714 с установкой кранового узла №720-714 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №720 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №720. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении

газопровода-шлейфа КГС №720 к газопроводу-шлейфу КГС №714. Конечная точка – ограждение УКПГ-7. На выходе метанолопровода с УКПГ-7 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №720.

Замена трубы газопровода-шлейфа КГС №714 DN500 на трубу DN250 и трубы метанолопровода КГС №714. Начальная точка проектируемого участка газопровода-шлейфа (совместно с метанолопроводом) – ПК0 в точке перехода DN300>DN500. Конечная точка расположена в точке подключения газопровода-шлейфа КГС №720.

Замена трубы газопровода-шлейфа КГС №714 DN500 на трубу DN300 и трубы метанолопровода КГС №714. Начальная точка проектируемого участка газопровода-шлейфа (совместно с метанолопроводом) – ПК17+30,97 в точке подключения газопровода-шлейфа №720. Конечная точка – ограждение УКПГ-7.

Газопровод-шлейф КГС №706

Этап 96, 2023 г.:

Подключение газопровода-шлейфа КГС №706 к газосборному коллектору КГС №701, №702, №730 с установкой кранового узла №706-730 на подключении.

Прокладка метанолопровода к КГС №706 на участке демонтажа газопровода-шлейфа КГС №706. Начальная точка проектируемого участка метанолопровода – ПК0 на подключении газопровода-шлейфа КГС №706 к газосборному коллектору КГС №701, №702, №730. Конечная точка – ограждение УКПГ-7. На выходе метанолопровода с УКПГ-7 предусмотрена установка охранного крана метанолопровода КГС №706.

Схемы реконструкции ГСС на газовых промыслах представлены на рисунках 2.1-2.6.

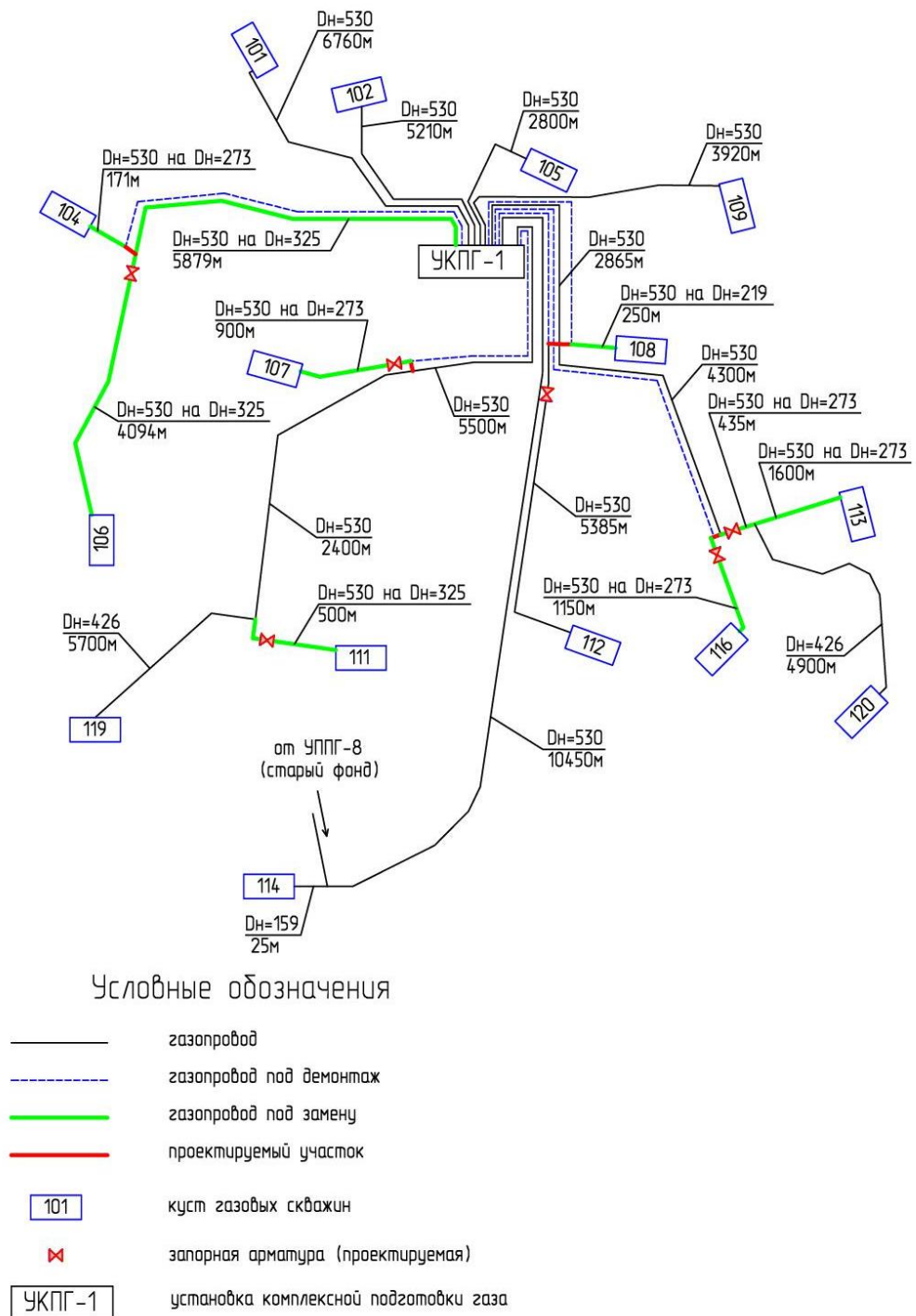


Рисунок 2.1 – Схема реконструкции ГСС ГП-1

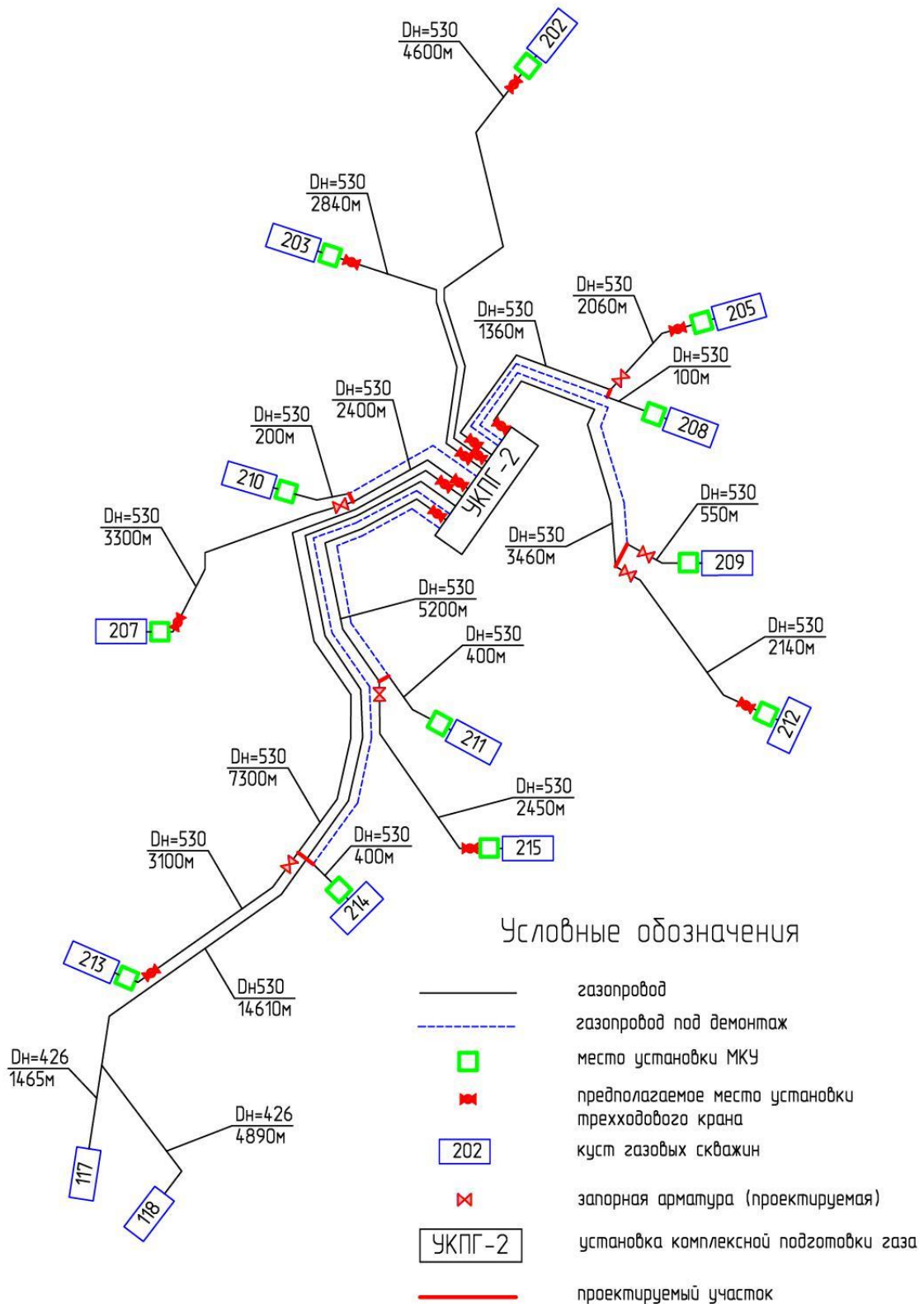
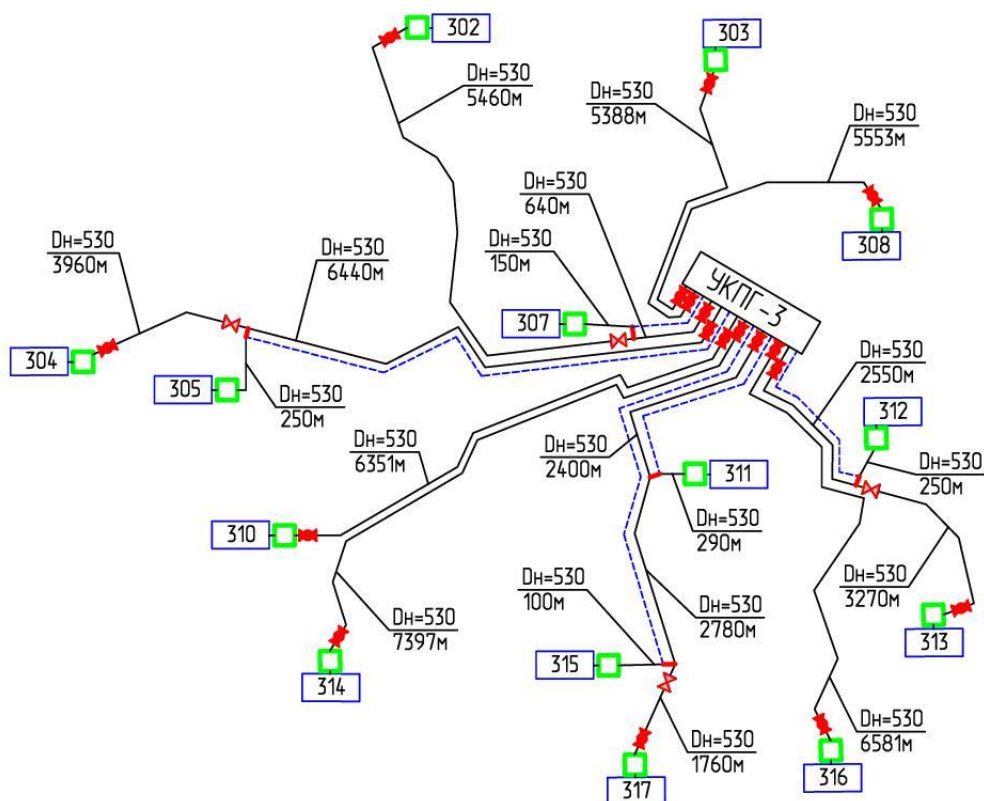


Рисунок 2.2 – Схема реконструкции ГСС ГП-2



Условные обозначения









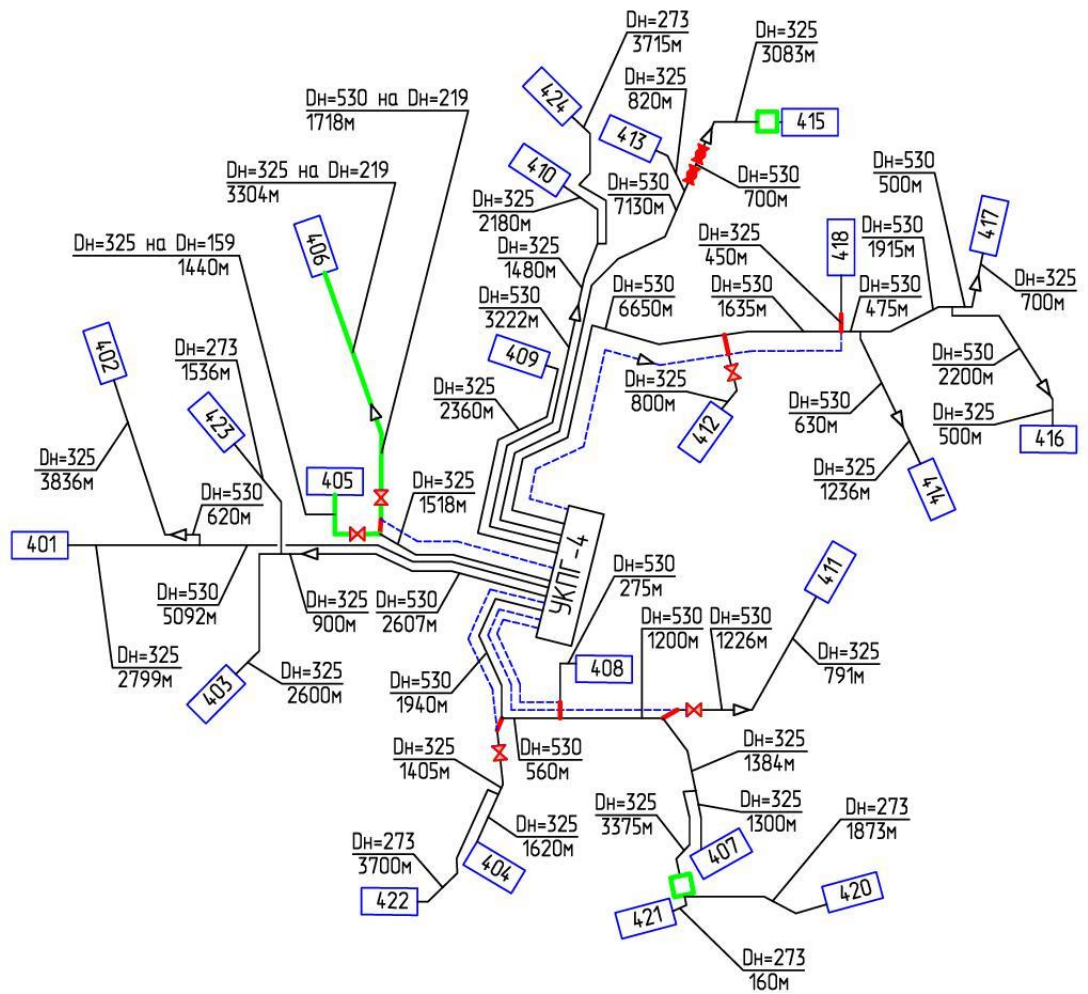
	Газопровод
	Газопровод (совместно с метанопроводом) под демонтаж. Прокладка нового участка метанопровода
	место установки МКУ
	предполагаемое место установки трехходового крана
	куст газовых скважин
	запорная арматура (проектируемая)
	установка комплексной подготовки газа
	проектируемый участок

Рисунок 2.3 – Схема реконструкции ГСС ГП-3



Условные обозначения











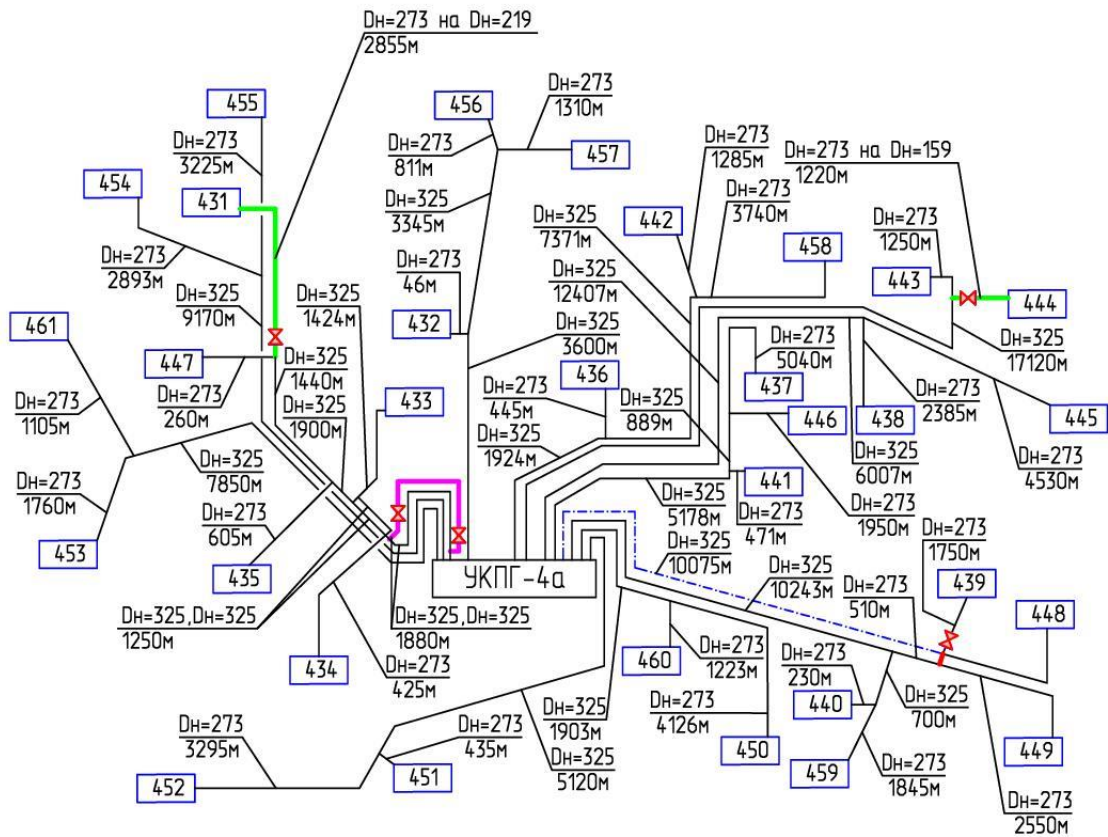
	Газопровод
	Газопровод (совместно с метаноопроводом) под демонтаж. Прокладка нового участка метаноопровода
	газопровод под замену
	проектируемый участок
	куст газовых скважин
	место установки МКУ
	предполагаемое место установки трехходового крана
	запорная арматура (проектируемая)
	смена диаметра
	установка комплексной подготовки газа

Рисунок 2.4 – Схема реконструкции ГСС ГП-4



Условные обозначения









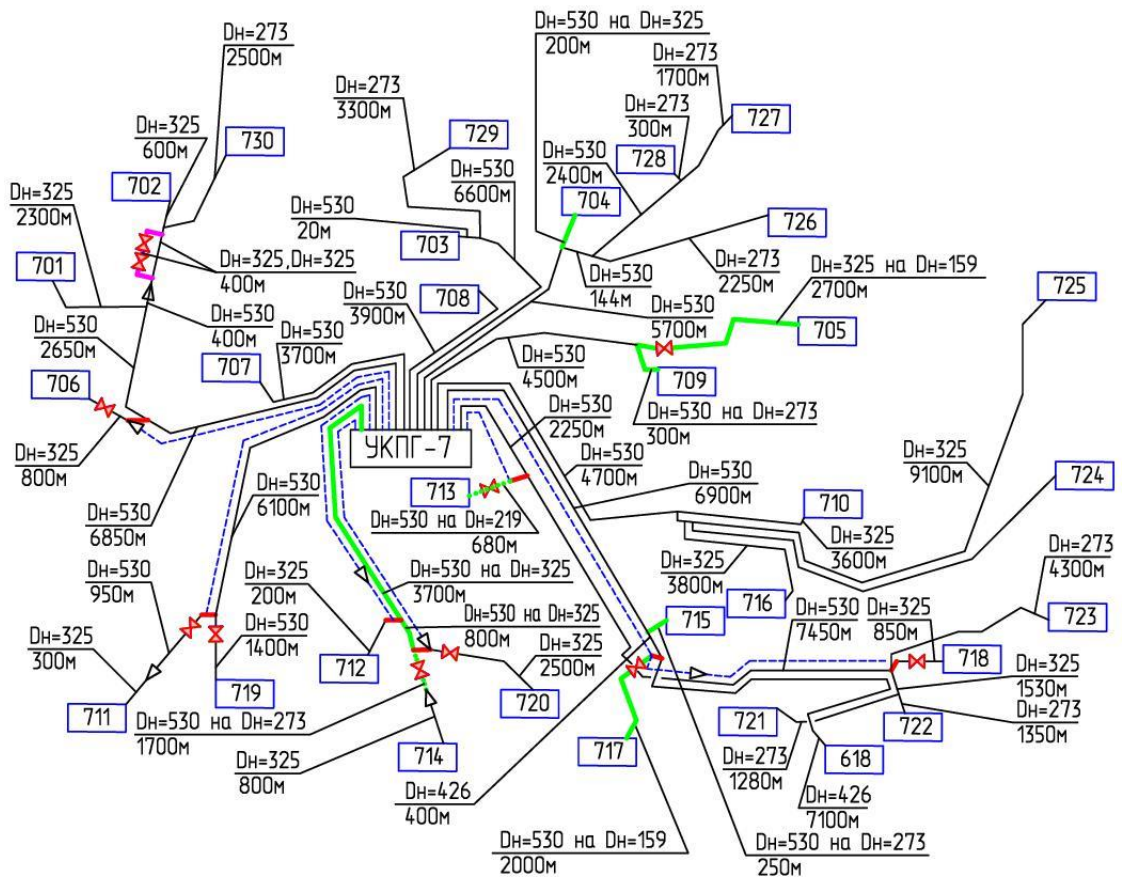
	Газопровод
	Газопровод (совместно с метанолопроводами) под демонтаж. Прокладка нового участка метанолопровода проектируемый газопровод-лупинг
	431
	запорная арматура (проектируемая)
	куст газовых скважин
	установка комплексной подготовки газа
Проектные решения не предусмотренные в ДТНР:	
	газопровод под демонтаж
	проектируемый участок

Рисунок 2.5 – Схема реконструкции ГСС ПИ-4а



Условные обозначения














	газопровод		Проектные решения не предусмотренные в ДТТР:
	газопровод под демонтаж		газопровод под замену
	газопровод под замену		
	проектируемый участок		
	проектируемый газопровод-лупинг		
	куст газовых скважин		
	место установки МКУ		
	предполагаемое место установки трехходового крана		
	запорная арматура (проектируемая)		
	смена диаметра		
	установка комплексной подготовки газа		

Рисунок 2.6 – Схема реконструкции ГСС ГП-7

В объемы работ по реконструкции ГСС включены мероприятия, представленные в таблице 2.21.

Таблица 2.21 Объемы работ по ГСС

Номер УКПГ	Вид работ	Ед. изм.	Год					
			2023	2024	2025	2026	2027	2028
УКПГ-1	Установка трехходовых кранов (530мм)							
	Демонтаж участка капитальный (530мм)	км	15,11			2,83		
	Прокладка участков метаноопроводов	км	15,11			2,83		
	Замена диаметров участков шлейфов 530мм (совместно с метаноопроводами)	км	4,18			5,47	4,84	
	Монтаж охранных кранов метаноопровода	шт.	3			1	1	
	Монтаж крановых узлов в местах объединения	шт.	4			1		
УКПГ-2	Ввод МКУ	шт.	12					
	Установка трехходовых кранов (530мм)	шт.	9			2	1	2
	Демонтаж участка капитальный (530мм)	км	10,13			5,21	5,26	
	Прокладка участков метаноопроводов	км	10,13			5,21	5,26	
	Монтаж крановых узлов в местах объединения	шт.	2			1	2	
	Монтаж охранных кранов метаноопровода	шт.	2			1	2	
УКПГ-3	Ввод МКУ	шт.	14					
	Установка трехходовых кранов (530мм)	шт.	10	2	1	4	1	
	Демонтаж участка капитальный (530мм)	км		2,71	0,89	14,81		
	Прокладка участков метаноопроводов	км		2,71	0,89	14,81		
	Монтаж охранных кранов метаноопровода	шт.		1	1	3		
	Монтаж крановых узлов в местах объединения	шт.		1	1	2		
УКПГ-4	Ввод МКУ	шт.	2					
	Демонтаж участка капитальный (530, 325мм)	км	15,8	1,93				
	Прокладка участков метаноопроводов	км	22,31	1,93				
	Замена диаметров участков шлейфов 530мм (совместно с метаноопроводами)	км	6,77					
	Установка трехходовых кранов (530мм)	шт.	2					
	Монтаж охранных кранов метаноопровода	шт.	5	1				
	Монтаж крановых узлов в местах объединения	шт.	3	1				

Номер УКПГ	Вид работ	Ед. изм.	Год					
			2023	2024	2025	2026	2027	2028
УППГ-4а	Замена диаметров участков шлейфов 273 мм (совместно с метанолопроводами)	км	3,76					
	Строительство лупинга (325мм)	км	1,9					
	Монтаж крановых узлов в местах подключений	шт.	5					
	Монтаж охранных кранов метанолопровода	шт.	2					
	Демонтаж участка капитальный (325мм)	км	10,4					
	Прокладка участков метанолопроводов	км	10,4					
УКПГ-7	Демонтаж участка капитальный (530, 325мм)	км	38,85					
	Прокладка участков метанолопроводов	км	38,85					
	Замена участков шлейфов (530, 325 мм) на шлейфы 325, 273, 219, 159 мм	км	12,81					
	Монтаж крановых узлов в местах подключений	шт.	9					
	Монтаж охранных кранов метанолопровода	шт.	7					
	Строительство лупинга (325 мм)	км	0,39					

Для строительства газосборных шлейфов и метанолопроводов предусматриваются стальные трубы, выбранные с учетом характеристик климатических условий района строительства, приведенных в СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*.

Для газосборных шлейфов DN500 предусматриваются трубы стальные электросварные прямошовные 530x8-K52 с заводским наружным антикоррозионным покрытием и тепловой изоляцией из пенополиуретана в защитной оболочке (оцинкованная сталь) заводского нанесения.

Для газосборных шлейфов DN400, DN300, DN250, DN200 и DN150 предусматриваются трубы стальные бесшовные 426x8-K48, 325x9-K48, 325x7-K48, 273x8-K48, 273x7-K48, 219x7-K48, 159x8-K48, 159x6-K48 с заводским наружным антикоррозионным покрытием и тепловой изоляцией из пенополиуретана в защитной оболочке (оцинкованная сталь) заводского нанесения.

Для метанолопроводов предусматриваются трубы стальные бесшовные хладостойкие 57x5-K48 с наружным антикоррозионным лакокрасочным покрытием трассового нанесения.

Соединительные детали, предусматриваемые для внутрипромысловых трубопроводов, удовлетворяют требованиям, предусмотренным ГОСТ Р 55990-2014, раздел 14.1.

В соответствии с ГОСТ 15150-69 все соединительные детали предусматриваются в климатическом исполнении ХЛ.

2.4.1.4 Система межпромысловых коллекторов

Система межпромысловых коллекторов Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения включает себя следующие объекты:

- газопроводы коллекторы «Ямбург - Елец 1», «Ямбург – Елец 2»;
- «Ямбург – Прогресс», «Ямбург – Тула-1», «Ямбург – Тула-2», «Ямбург – Поволжье», «СРТО - УРАЛ» и перемычки;
- газопроводы коллекторы подключения к системе магистрального транспорта газа от УКПГ-1В, УКПГ-1, УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-4, УКПГ-5, УКПГ-6, УКПГ-7, УКПГ-9;
- газопроводы коллекторы транспорта газожидкостной смеси от УППГ-2В до УКПГ-1В, от УППГ-3В до УКПГ-1В, от УППГ-4А до УКПГ-4, от УППГ-8 до УКПГ-1, от УППГ-10 до УКПГ-9;
- газопроводы от УКПГ-2 до АГРС «Промбаза» и газопроводы (отводы) на АГРС «Аэропорт» и БМПК;
- метанолопроводы от базы ГСМ Ямбург до УКПГ-2, УКПГ-5, УППГ-3В, УКПГ-1В, УППГ-2В, отУКПГ-4 до УППГ-4А, от УКПГ-9 до УППГ-10;
- трубопроводы водометанольного раствора от УППГ-4А до УКПГ-4, от УППГ-10 до УКПГ-9.

В состав межпромысловых коллекторов входят:

- линейная часть газопроводов, метанолопроводов и трубопроводов водометанольного раствора с резервными нитками, перемычками, отводами, переходами через естественные и искусственные препятствия;
- узлы запорной арматуры на трассе трубопроводов (газопроводов, метанолопроводов, трубопроводов водометанольного раствора);
- узлы запуска и приема очистных устройств;
- средства электрохимической защиты (ЭХЗ) трубопроводов от наружной коррозии.

Основные технологические параметры режимов работы межпромысловых газопроводов коллекторов на выходе с УКПГ, УППГ Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения представлены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 Основные технологические параметры режимов работы межпромысловых газопроводов коллекторов

№ п/п	Объект	Максимальная производительность, млрд. м ³ /год		Давление на выходе, кгс/см ²	Температура на выходе, °С	
		проект	факт	факт	проект	факт
1	УКПГ-1	26...30	3,7	32...38	-2...0	-2...+3
2	УКПГ-2	26...30	5,7...3,0	34,7...40,8	-4...0	-2...0
3	УКПГ-3	26...30	2,9	35,5...41,0	-2...+7	-2...+2
4	УКПГ-4	26...30	9,7...5,6	33,6...39,8	-2...0	-2...0
5	УКПГ-5	26...30	2,89	38	-3,5...+5	-3,5...+5
6	УКПГ-6	26...30	3,3	31,4...38,2	-2...+8	-2...+11
7	УКПГ-7	24...30	6,8	36	-3,5...+7	-1,8
8	УКПГ-9	23,2	23,2	55	-13...0	-10...+4,5
9	УППГ-10	9,7	9,7	64	-10...+15	-3 ...+7
10	УППГ-4А	10	8,7...5,6	46	-10...+5	-10...+5

Технологический смысл транспорта природного газа заключается в доставке газа по линейным напорным герметизированным газопроводам, с диаметрами труб Ø1020×12,9 мм, Ø1220×15,4 мм и Ø1420×18,7 мм общей протяженностью с учетом перемычек 286454 метра, от установок комплексной подготовки газа УКПГ-1В (1-7, 9) Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения до компрессорной станции КС «Ямбургская» ООО «Газпром трансгаз Югорск».

Транспортируемый газ проходит стадию подготовки на УКПГ-1В (1-7, 9) Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения к дальнейшему внешнему транспорту, т.е. газ, поступающий в газопроводы, осушен и не содержит агрессивных компонентов, и имеет температуру точки росы ниже температуры эксплуатации.

Технология транспорта газожидкостной смеси заключается в доставке смеси по линейным напорным герметизированным газопроводам с диаметрами труб Ø530×9 (11, 13) мм, Ø720×8,8 (9.5, 12) мм и Ø1020×15,7 мм общей протяженностью 126294 метра от установок предварительной подготовки газа УППГ-2В (3В, 4А, 8, 10) до установок комплексной подготовки газа УКПГ-1В (1, 4, 9) Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

В рамках 4 этапа проектом «Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-4, УКПГ-9. Объединение УКПГ-2 и УКПГ-3, УКПГ-6 и УКПГ-7, УКПГ-1 и УКПГ-2» предусматривается реконструкция межпромысловых коллекторов (МПК) Восточного и Западного коридоров при объединении УКПГ-2 и УКПГ-3, УКПГ-6 и УКПГ-7, УКПГ-1 и УКПГ-2.

МПК включают в себя газопроводы-коллекторы, узлы запорной арматуры, узлы запуска и приема очистных устройств, средства электрохимической защиты (ЭХЗ) трубопроводов от наружной коррозии.

Проектные решения по МПК принимаются по СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*».

Способ прокладки МПК подземный с защитным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98. Реконструкция МПК проводится преимущественно в существующих осях.

Диаметры реконструируемых газопроводов DN150, DN700, DN1000, DN1200 и DN1400.

В объемы и этапы работ по реконструкции МПК на Этапе 4 входят:

Восточный коридор. Транспорт газа 2028-2039 гг.:

- строительство коллектора DN1200/DN1000 УКПГ-6, протяженностью ориентировочно 0,4 км;
- монтаж дополнительных узлов запорной арматуры DN1200 и DN700 на ответвлениях;
- монтаж дополнительных узлов запорной арматуры DN1000 и DN700 (охранные краны УКПГ-6);
- строительство перемычки DN700 с запорной арматурой DN700, протяженностью ориентировочно 0,1 км;
- строительство перемычки от ПК 346+45 до крана 7Г2;
- монтаж дополнительных узлов запорной арматуры DN1000 в количестве 2 шт. на МГ «Ямбург – Тула-2» в районе ПК 346+45;
- демонтаж крана №7ГС и газопроводов обвязки;
- монтаж вставок электроизолирующих DN1000 и DN700 на входе/выходе газопроводов УКПГ-7 и УКПГ-6.

Западный коридор. Транспорт газа 2026-2031 гг.:

- строительство газопровода-перемычки от кранового узла 306 до подключения в коллектор УКПГ-3 (1 нитка), протяженностью ориентировочно 0,1 км;
- демонтаж участка газопровода-коллектора подключения УКПГ-3 (1 нитка) от кранового узла №303 до площадки УКПГ-3;
- демонтаж кранов №№303, 3Г1, 3Г2 и газопроводов обвязки;

- демонтаж обратного клапана 301К на кране 301, обратного клапана 302К на кране 302 и обратного клапана 201К на кране 201;
- демонтаж коллектора ГО УКПГ-3;
- строительство газопровода-перемычки от кранового узла 201 до кранового узла 2Б1 УКПГ-2, протяженностью ориентировочно 1,1 км;
- демонтаж участка газопровода-коллектора подключения УКПГ-2 (1 нитка);
- демонтаж кранов №№2Г1, 2Г2 и газопроводов обвязки;
- монтаж дополнительного узла запорной арматуры DN1400 на МГ «Ямбург – Елец-2» в районе ПК 165+40;
- демонтаж перемычек между МГ «Ямбург – Елец-1», МГ «Ямбург – Елец-2» с крановыми узлами №20, №25;
- реконструкция существующих крановых узлов №16, №27 на МГ «Ямбург – Елец-2»;
- монтаж вставок электроизолирующих DN1000, DN200 и DN150 на входе/выходе газопроводов УКПГ-3 и УКПГ-2.

Западный коридор. Транспорт газа 2032-2041 гг.:

- строительство перемычки в районе кранового узла №19;
- демонтаж кранов №№1Г1, 1Г2, 1Б2 и газопроводов обвязки;
- частичный демонтаж коллектора ГО УКПГ-1;
- демонтаж перемычек между МГ «Ямбург – Елец-1», МГ «Ямбург – Елец-2», МГ «Ямбург-Прогресс» с крановыми узлами №18, №9, №10, №6, №7;
- демонтаж газопровода-коллектора УКПГ-2 (1 нитка) DN1000 и кранового узла №203 с газопроводами обвязки;
- монтаж вставок электроизолирующих DN1000, DN150 на входе/выходе газопроводов УКПГ-1.

Восточный коридор

С 2028 по 2039 гг. газ от УКПГ-7 транспортируется на УКПГ-6 по МГ «Ямбург – Тула-1» до проектируемого коллектора DN1200/DN1000 на ПК203+60, работающего совместно с участком газопровода ГО DN700 УКПГ-6. Предусматривается установка запорной арматуры на ответвлении проектируемого коллектора DN1200, ответвлении к существующему газопроводу ГО DN700, а также охранные краны УКПГ-6 на проектируемом коллекторе DN1000 и существующем газопроводе ГО DN700. Необходимость строительства коллектора DN1200/DN1000 вызвана высокими скоростями газа в случае использования коллектора ГО DN700 УКПГ-6. Также в связи с ненормативными скоростями газа в районе ПК344+80 между МГ «Ямбург – Тула-1» и МГ «Ямбург – Тула-2» предусмотрено строительство перемычки DN700 с запорной арматурой в дополнение к существующей на ПК345+00.

Для разделения потоков сырого и осушенного газа на МГ «Ямбург – Тула-2» в районе ПК 346+45 предусмотрен монтаж двух дополнительных узлов запорной арматуры DN1000. Для предотвращения образования гидратов проектируемые крановые узлы DN1000 оснащаются устройством подачи метанола.

Обеспечение УКПГ-7 осушенным газом для собственных нужд предусматривается из МГ «Ямбург – Тула-2» за счет строительства переемычки от ПК 346+45 до крана 7Г2. Резервирование подачи газа предусмотрено через межсистемные переемычки от МГ «Ямбург – Елец-1» и МГ «Ямбург-Прогресс» с подачей через МГ «Ямбург – Тула-2» и МГ «Ямбург – Поволжье» обратным ходом.

Очистка внутренней полости газопроводов предусматривается существующими узлами запуска и приема очистных устройств.

Западный коридор

С 2026 по 2031 гг. газ от УКПГ-3 транспортируется на УКПГ-2 по существующему газопроводу-коллектору подключения УКПГ-3 (2 нитка) DN1000, далее по МГ «Ямбург – Елец-2» DN1400 от ПК298+50 до ПК165+60 и далее по газопроводу-коллектору УКПГ-2 (1 нитка) DN1000.

С 2032 по 2041 гг. газ от УКПГ-2 и УКПГ-3 транспортируется на УКПГ-1 по газопроводу-коллектору подключения УКПГ-2 (2 нитка), далее по МГ «Ямбург – Елец-2» до газопровода-коллектора УКПГ-1 (2 нитка) на ПК4+85.

Учитывая, что в случае использования газопроводов ГО DN700 для подключения к ЗПА, скорость газа по результатам гидравлического расчета превышает минимально допустимую (20 м/с), таким образом, для подачи сырого газа на площадки УКПГ-2 и УКПГ-1 предусматривается использование существующих коллекторов DN1000 с дальнейшим подключением к ЗПА на территории УКПГ.

Разделение потоков сырого и осушенного газа на МГ «Ямбург – Елец-2» в районе ПК 165+40 предусматривается монтаж дополнительного узла запорной арматуры DN1400. Для предотвращения образования гидратов проектируемый крановый узел DN1400 оснащается устройством подачи метанола в газопровод.

Предусматривается реконструкция существующих крановых узлов №16, №27 на МГ «Ямбург – Елец-2» для обеспечения подачи метанола и предотвращения образования гидратов на образовавшихся тупиковых участках.

Проектом предусматривается обеспечение УКПГ-3 осушенным газом для собственных нужд из МГ «Ямбург – Елец-1» с резервированием от МГ «Ямбург-Прогресс» за счет строительства газопровода-переемычки от кранового узла 306 до подключения в коллектор УКПГ-3 (1 нитка). С 2033 г. УКПГ-4 и УКПГ-4А выводятся из эксплуатации, в связи с чем газ для собственных нужд УКПГ-3 в этот период будет подаваться от УКПГ-1 обратным ходом по МГ

«Ямбург – Елец-1», резервирование подачи газа предусмотрено через межсистемные переемычки от МГ «Ямбург – Тула-1» и МГ «Ямбург – Тула-2».

Обеспечение осушенным газом собственных нужд УКПГ-2, п. Ямбург, АГРС «Аэропорт», АГРС «Промбаза» в период с 2026 по 2031 гг. выполняется за счет собственных мощностей. Резервирование подачи газа для собственных нужд на указанные объекты предусматривается от МГ «Ямбург – Елец-1» за счет строительства газопровода-переемычки от кранового узла 201 до кранового узла 2Б1. Начиная с 2032 г. обеспечение указанных объектов газом производится от МГ «Ямбург – Елец-1» с резервированием от МГ «Ямбург-Прогресс» за счет строительства переемычки в районе кранового узла №19.

Очистка внутренней полости газопроводов предусматривается существующими узлами запуска и приема очистных устройств.

В качестве запорной арматуры на крановых узлах приняты шаровые краны для подземной установки с пневмогидроприводом, с концами под приварку.

Класс герметичности затвора кранов шаровых - «А» по ГОСТ 9544-2015. Рабочая среда – осушенный газ. Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 - ХЛ1. Тип привода – ручной и пневмогидропривод во взрывозащищенном исполнении. Средний срок службы не менее 30 лет.

Управление кранами осуществляется с помощью системы резервирования импульсного газа. Отбор импульсного газа предусмотрен через фильтр-осушитель от стояков отбора, установленных до и после крана. Объем газа в резервуаре обеспечивает двухразовое переключение запорной арматуры.

До и после кранов предусматривается установка технических манометров для измерения давления газа.

Для реконструкции МПК предусматриваются стальные трубы, выбранные с учетом характеристик климатических условий района строительства, приведенных в СП 131.13330.2018 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*.

Для проектируемых участков газопроводов принята стальная электросварная прямошовная труба с заводским наружным антикоррозионным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98.

Для трубопроводов проектируемого газопровода-переемычки, обвязки крановых узлов, аккумулятора импульсного газа, трубопроводов импульсного газа применяются бесшовные трубы DN 50 – DN 150.

Для изготовления гнутых отводов и кривых вставок предусмотрены трубы с заводской изоляцией.

В соответствии с ГОСТ 15150-69 все соединительные детали предусматриваются в климатическом исполнении ХЛ.

Предусматривается комплексная защита трубопроводов от коррозии в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 гл. 14, ГОСТ Р 51164-98 и ВСН 008-88.

Активная защита трубопроводов предусмотрена средствами электрохимзащиты.

Для пассивной защиты от коррозии предусмотрено применение труб с заводским наружным антикоррозионным покрытием усиленного типа в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

Изоляция кранов в подземных и надземных частях и соединительных деталей – заводского нанесения.

Изоляция сварных стыков предусмотрена термоусаживающимися манжетами.

Соединительные детали предусмотрены с заводским изоляционным покрытием.

Пассивная защита подземных участков трубопровода, соединительных деталей без заводского антикоррозионного покрытия предусмотрена нанесением на наружную поверхность системы наружного антикоррозионного покрытия «БИУРС».

При стыковке заводского полиэтиленового изоляционного покрытия трубы и существующей ленточной (мастичной) изоляции применяется изоляционное покрытие на основе материала «Деком-РАМ», в составе:

- грунтовка термостойкая битумно-полимерная «Деком-Газ»;
- материал термостойкий рулонный армированный мастичный «Деком-Рам»;
- лента термостойкая радиационно-модифицированная мастичная «Деком-Кор».

В местах выхода стояков отбора газа на дневную поверхность (контакт «земля-воздух») предусматривается дополнительная изоляция антикоррозионным покрытием «БИУРС».

Защита надземных участков трубопровода, соединительных деталей и арматуры без заводского антикоррозионного покрытия, а также металлических частей продувочных свечей предусмотрена выполнена атмосферостойкой однокомпонентной самогрунтующейся эмалью СБЭ-111 «Унипол» марки АМ.

2.4.1.5 Узлы приема очистных устройств

Проектом для газосборной сети ГП-2 и ГП-3 предусматривается вывод из эксплуатации части шлейфов газосборных частей. Выводимые из эксплуатации участки шлейфов демонтируются. Также демонтажу подлежат арматурные блоки в пунктах переключающей арматуры (ППА) на площадках УКПГ-2 и УКПГ-3.

Проектными решениями предусматривается установка трехходовых кранов для запуска очистных поршней с целью выноса жидкости из полости трубопроводов.

Установка трехходовых кранов DN 500 для запуска ОУ предусматривается в районе кустов скважин на площадке МКУ. Установка трехходовых кранов для приема ОУ предусматривается на площадках УКПГ.

В проекте предусматривается строительство узлов приема очистного устройства на площадках УКПГ-2 и УКПГ-3. Узел приема состоит из следующего оборудования:

- скребковый кран приема очистного устройства (7 шт. на УКПГ-2 и 6 шт. на УКПГ-3);
- пробкоуловитель (3 шт. на УКПГ-2 и 2 шт. на УКПГ-3);

- подземная дренажная емкость с погружным насосом.

Установка трехходовых кранов для приема очистного устройства на УКПГ-2 и УКПГ-3 предусматривается перед ППА.

Кран шаровой скребковый

Кран шаровой скребковый предназначен для приема очистных устройств трубопроводов, транспортирующих природный газ. Присоединение к трубопроводу – фланцевое, климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – ХЛ1. Класс герметичности кранов по ГОСТ 9544-2015 – «А» (без видимых протечек). Для управления кранами шаровыми скребковыми применяется ручной редуктор.

Особенностью конструкции крана скребкового является наличие пробки с байпасной полостью, которая обеспечивает прохождение потока рабочей среды через кран в положении «закрыто» (в момент ввода или вывода очистного поршня). Сечение байпаса составляет $\approx 25\%$ от сечения трубопровода. При этом давление среды в трубопроводе не изменяется.

Кран шаровой скребковый оснащен системой сброса давления перед открытием камеры запуска и приема через спускной кран. Для спуска конденсата из внутренней полости на кранах установлен дренажный трубопровод. Краны оборудованы системой принудительного подвода смазки в зоны уплотнения шпинделя и седел для возможности восстановления герметичности крана в процессе эксплуатации.

Для удобства эксплуатации краны оснащены съемными решетками-уловителями и указателями прихода поршня.

Пробкоуловитель

Предусматривается установка трех (для УКПГ-2) и двух (для УКПГ-3) пробкоуловителей объемом 100 м^3 каждый. Объем кубовой части каждого пробкоуловителя составляет 75 м^3 .

Пробкоуловитель предназначен для приема сырого газа и жидкости из шлейфов при пропуске ОУ и очистки газа от жидких и механических примесей и автоматического удаления выпавших примесей из накопительной емкости установки.

Пробкоуловитель представляет собой комплекс аппаратов, трубопроводов и навесного оборудования КИПиА, смонтированных на единой раме. Для обслуживания навесного оборудования предусмотрены площадки обслуживания. Для отсечения трубопроводов при проведении гидроиспытаний, штуцеры входа, выхода, слива и дренажа оборудованы поворотными заглушками.

Газ через патрубок входа поступает в накопительную емкость, где происходит улавливание залпового поступления жидкости. Далее газ поступает в сепаратор, где очищается от капельной жидкости и механических примесей и подается через выходной патрубок в трубопровод подачи газа в газосборный коллектор. Поступившая и отделившаяся из газа жидкость накапливаются в емкостной (кубовой) части пробкоуловителя. Для контроля уровня жидкости в накопительной емкости предусмотрен уровнемер. При достижении верхнего предупредитель-

ного уровня подается сигнал на открытие клапана регулятора уровня и происходит опорожнение накопительной емкости. Слив жидкости осуществляется до достижения ей нижнего предупредительного уровня, где срабатывает выключатель нижнего уровня уровнемера. Клапан регулятор уровня закрывается и происходит дальнейшее накопление жидкости. В случае несрабатывания рабочих уровней уровнемера, на нем предусмотрены аварийные уровни. Для ручного контроля за жидкостью предусмотрен показывающий уровнемер.

Для контроля технологических параметров (давление, температура, перепад давления между входным и выходным патрубком) предусмотрены штуцеры для КИПиА.

Для предотвращения замерзания жидкости предусмотрен электрообогрев накопительной емкости пробкоуловителя с установкой теплоизоляции. Система электрообогрева работает в автоматическом и ручном режиме.

На пробкоуловителе предусмотрены штуцеры для проведения пропарки, промывки, сброса газа на свечу. В конструкции предусмотрен доступ персонала для внутренней очистки (съёмная крышка или люк).

Дренажная емкость

Дренажная емкость $V=100 \text{ м}^3$ (рабочий объем 90 м^3) предназначена для приема жидкости из пробкоуловителя в нормальном технологическом режиме, а также для аварийного слива жидкости из пробкоуловителя при пожаре. Кроме того, в дренажную ёмкость предусматривается слив с поддона при возможном разливе и отвод промливневых стоков.

Ёмкость дренажная укомплектована полупогружным насосным агрегатом типа ГДМП14-021 производительностью $25 \text{ м}^3/\text{ч}$ и напором 100 м.

На УКПГ-2 и УКПГ-3 утилизация жидкости из дренажной емкости, при условии низкого процентного содержания метанола, предусматривается на существующей ГФУ, при высоком процентном содержании метанола в жидкости ВМР подается на установку регенерации метанола.

Опорожнение емкости дренажной происходит в трубопровод подачи жидкости на установку регенерации метанола или в накопительную емкость сбора промстоков Е-12 для утилизации на ГФУ.

Предусмотрена техническая возможность откачки жидкости из емкости дренажной в автомобильную цистерну для вывоза с площадки.

Ёмкость дренажная оборудована системой электрообогрева (для поддержания температуры не менее $+5 \text{ }^\circ\text{C}$), датчиками температуры, давления, уровня жидкости и свечой рассеивания с огнепреградителем, с оголовком, исключаящим попадание осадков внутрь.

2.4.2 Схема планировочной организации земельного участка

МКУ

Строительство модульных компрессорных установок для кустов газовых скважин ведется либо на уже отсыпанных свободных от застройки территориях кустовых площадок, либо как можно ближе к ним.

Размеры площадок приняты с учётом расположения оборудования на период эксплуатации и привязки к существующей территории. Габаритные размеры площадок МКУ в ограждении составляют 33*33 м.

Блок бокс МКУ располагается не менее чем в 50 м от ближайших зданий и сооружений (существующая скважина) для исключения необходимости предусматривать наружное противопожарное водоснабжение и в 15 м от шлейфа. Расстояние от ГФУ должно составлять не менее 60 м.

Инженерная подготовка территории проектируемых площадок предусматривает комплекс инженерно-технических мероприятий по преобразованию существующего рельефа осваиваемой территории. Обеспечиваются технические требования на взаимное высотное и плановое размещение сооружений, отвод атмосферных осадков с территории площадок, их защиту от подтопления поверхностными водами с прилегающих к площадкам земель, увязку с существующими отсыпками. Так как существующие насыпи имеют малые величины, для сопряжения проектируемых насыпей с ними выполняются пандусы.

Состав мероприятий инженерной подготовки для проектируемых площадок установлен в зависимости от природных условий осваиваемой территории и с учётом планировочной организации земельного участка.

При определении руководящих отметок насыпи учитывались геологические, гидрологические и топографические условия проектируемых объектов.

На основе результатов прогнозных теплотехнических расчетов с учетом нормативной глубины сезонного оттаивания для насыпного грунта определена высота планировочной насыпи, не оказывающего теплового влияния на существующие геокриологические условия.

Согласно расчету значение нормативной глубины сезонного оттаивания $d_{th,n}$ грунта насыпи равна 2,1 м.

Определенная теплотехническим расчетом высота насыпи не учитывает дополнительного теплового воздействия от зданий и коммуникаций. Для обеспечения принятого в проекте температурного режима грунтов основания, в зависимости от технологических особенностей зданий и сооружений проектной документацией приняты решения по возведению зданий с проветриваемым подпольем, коммуникации проложены надземно, на эстакадах.

Для реализации условий I принципа строительства предусмотрены следующие конструктивные способы:

- устройство насыпи из непучинистого, дренирующего грунта высотой, принятой по теплотехническому расчету;
- устройство в откосной части земляного полотна искусственного теплоизоляционного слоя с применением плит экструзионного полистирола.

При устройстве теплоизолирующего слоя предусмотрено устройство выравнивающего и защитного слоев из привозного песчаного грунта.

Выравнивающий слой располагается под слоем из экструзионных плит и назначен толщиной 0,10 м. Защитный слой располагается непосредственно над слоем из экструзионных плит и принят толщиной 0,30 м.

Устройство грунтового основания выполняется в зимнее время с предварительным промораживанием слоя сезонного оттаивания.

Территория для строительства насыпи полностью очищается от снега. Снег удаляется бульдозером или грейдером. Складирование снега выполняется за пределами отсыпаемой площадки, в пониженных местах по рельефу местности с целью исключения затопления площадки при таянии снега в теплое время года.

В районе расположения МКУ 203, 308, 314, 315 присутствуют участки, залитые водой переменной глубины от 0,4 до 0,8 метра. Проектом предусмотрена выкопка льда на всю глубину и замена песчаным грунтом. Расположение участков выкопки показано на листах «Схема планировочной организации земельного участка» и «План земляных масс». На площадках МКУ 210 и МКУ 211 предусмотрена противопожарная засыпка открытого залегания торфа песком $h=0,5$ м.

В состав технологического процесса устройства грунтового основания войдут следующие основные виды работ:

- выкопка льда на залитых участках, замена на отсыпку из песчаного грунта;
- устройство выравнивающего слоя под плиты экструзионного полистирола в откосной части насыпи;
- устройство теплоизолирующего слоя из плит экструзионного полистирола в откосной части насыпи;
- возведение насыпи из минерального (песчаного) грунта с послойным уплотнением.

Отсыпку площадок производить послойно грунтом оптимальной влажности, с уплотнением до коэффициента 0,95 и контролем степени уплотнения каждого слоя. Толщина уплотняемого слоя и число проходов определяются в результате опытного уплотнения грунтов в карьере или на площадке строительства (в соответствии с требованиями СП 45.13330.2017).

Для достижения требуемой степени уплотнения и определения необходимого объема грунта на основании физико-механических свойств грунта карьера определен коэффициент относительного уплотнения песчаного грунта, равный 1,05.

Во время сильных снегопадов и метелей работы по укладке грунта прекращаются. При возобновлении работ скопившийся снег убирают.

С целью рекультивации и предотвращения размыва откосов насыпей сезонными дождевыми водами их поверхность укрепляется посевом трав по слою торфо-песчаной смеси толщиной 0,1 м.

Заложение откосов проектируемых площадок принято 1:1,5.

Площадки УКПГ, подстанции

Строительство подстанций ведется либо на уже отсыпанных свободных от застройки территориях вблизи УКПГ, либо как можно ближе к ним или подъездным дорогам.

Для площадки ПС6/10 ГП4 производится отсыпка к существующей насыпи площадью 0,06 га в районе существующей УКПГ. Ограждение и внутриплощадочные проезды не устраиваются.

При переоборудовании существующей площадки УКПГ-2 в УППГ-2 под проектируемые здания и сооружения вне существующего ограждения необходимо устройство насыпи площадью 0,5220 га. Для подъезда к проектируемым зданиям и сооружениям необходимо устройство внутриплощадочных проездов и площадок площадью 0,1722 га.

При переоборудовании существующей площадки УКПГ-3 в УППГ-3 под проектируемые здания и сооружения вне существующего ограждения необходимо устройство насыпи площадью 0,1276 га. Для подъезда к проектируемым зданиям и сооружениям необходимо устройство внутриплощадочных проездов и площадок площадью 0,1065 га.

Для подъезда к проектируемым зданиям и сооружениям на УППГ-7 необходимо устройство внутриплощадочных проездов и площадок площадью 0,1141 га.

Для подъезда к проектируемым пожарным гидрантам на УППГ-3В необходимо устройство площадки площадью 0,0064 га.

Насыпи проектируемых площадок под новые здания и сооружения примыкают к уже существующим насыпям. Высотные отметки вновь возводимых насыпей увязываются с отметками существующих.

Устройство грунтового основания выполняется в зимнее время с предварительным промораживанием слоя сезонного оттаивания.

2.4.3 Конструктивные и объемно-планировочные решения

Блочные и блочно-модульные здания

С целью сокращения сроков строительства производственные здания небольших размеров и МКУ предусматриваются в блочном исполнении (блок-боксы) полной и повышенной заводской готовности (блок-модули), выполненных по конструкторской документации завода-изготовителя, обеспечивающих минимальный объем СМР на строительных площадках.

На строительную площадку такие здания поступают со смонтированным оборудованием и внутренними коммуникациями.

Принятые конструктивные решения блочных зданий заводского изготовления учитывают климатические условия площадки строительства и производственную базу местных строительных организаций.

Блок-боксы полной заводской готовности соответствуют требованиям Федерального закона от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» и ВНТП 01/87/04-84.

Блок-боксы проектируются заводами изготовителями по собственной конструкторской документации в виде каркаса и силовой рамы основания, на которую монтируется технологическое оборудование, устанавливаемое в блок-боксе. Жесткость каркаса обеспечивается узлами стыковки и системой связей. Ограждающие конструкции изготавливаются из трехслойных панелей со стальными обшивками и теплоизолирующим материалом из негорючих минераловатных плит и крепятся к несущему каркасу блок-бокса. Толщина утеплителя определяется заводом-изготовителем в зависимости от эффективности применяемого утеплителя, его типоразмеров и в соответствии с СП 50.13330.2012, СП 131.13330.2020. При теплотехнических расчетах ограждающих конструкций (наружные стены, пол и покрытие) должны быть учтены требования теплоэнергосбережения в соответствии с СП 50.13330.2012.

Крыша блоков – двускатная или односкатная с неорганизованным водостоком.

Площадки обслуживания, лестничные марши и ограждения поставляются комплектно со зданиями.

Монтаж блок-боксов сводится к их установке на заранее выполненные свайные фундаменты и подключению блок-боксов к инженерным сетям. Фундаменты приняты свайные с устройством вентилируемого подполья высотой не менее 1,4 м в свету.

Открытые технологические площадки

На проектируемых объектах запроектированы открытые монолитные железобетонные площадки с бортами.

На открытых площадках размещается технологическое оборудование.

Площадки запроектированы армированными легкими сетками 8А400 по ГОСТ 23279-2012, из бетона В30 F200 W8, с бортами, по щебеночной подготовке толщиной 100 мм, пролитой битумом.

Отвод производственно-дождевых стоков с площадок предусмотрен в канализационный трап с уклоном покрытия площадки в его сторону не менее 0,02.

Технологические горизонтальные аппараты, расположенные на открытых площадках на высоте до 3,0 м, устанавливаются на металлические сваи-колонны из труб по ГОСТ 10704 и металлические балки из прокатных профилей по ГОСТ Р 57837-2017. Устойчивость конструкции обеспечивается устройством распорки в уровне оголовков свай, воспринимающей продольные усилия от температурных деформаций пробкоуловителей.

Для подъема на аппараты для обслуживания технологической арматуры применяются лестницы.

Площадки обслуживания, лестничные марши оборудования запроектированы металлические из прокатных профилей, ступени лестниц и настил площадок из просечно-вытяжного стального листа.

Для обеспечения экологической и промышленной безопасности технологических объектов под всеми надземными технологическими емкостями устраивается твердое бетонное покрытие с бордюром.

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические

Вертикальный стальной резервуар заводского изготовления запроектирован из листовой стали, в виде полотнищ, днища и стенки транспортируются к месту строительства свернутыми в рулон, остальные элементы в виде пакетов и секций. Крыша щитовая, щиты покрытия изготавливаются из крупногабаритных листовых деталей с образованием несущих радиальных элементов.

В данном проекте для резервуаров в зависимости от номинала принят следующий класс в соответствии с п. 5.4.4 ГОСТ 31385-2016:

- резервуар противопожарного запаса воды класс КС-2б.

Основной тип сварных соединений стыковой. Автоматическая и полуавтоматическая сварки стыковых соединений листовых конструкций производятся с физическим контролем качества швов материалами, обеспечивающими соответствующие маркам свариваемых сталей механические и пластические свойства сварных соединений. Вертикальный стальной цилиндрический резервуар соответствуют требованиям ГОСТ 31385-2016. Качество сварных соединений должно соответствовать требованиям ГОСТ 8713-79, ГОСТ 14771-76 и ГОСТ 5264-80.

Для контроля качества сварных швов применяется радиографический метод, метод цветной дефектоскопии и метод вакуумирования.

Для подъема на крышу резервуара применяются шахтные лестницы. Шахтные лестницы поставляются с резервуаром. Шахтные лестницы представляют собой пространственные стержневые конструкции, прямоугольные в плане. Стойки, балки площадок и косоуры шахтной

лестницы из прокатных профилей, устойчивость конструкции достигается устройством распорок, вертикальных связей и диафрагм.

Лестницы для подъема на крышу резервуара рассчитываются, конструируются и выполняются заводом-изготовителем резервуара. Шахтные лестницы служат основой для сворачивания полотнищ в рулоны при транспортировании резервуаров. Для обслуживания технологической арматуры на крыше устраиваются площадки обслуживания, выполненные из прокатных профилей, с настилом из просечно-вытяжного стального листа.

Приемка и испытания резервуара после монтажа в эксплуатацию производится в соответствии с ГОСТ 31385-2016.

Перед вводом резервуара в эксплуатацию проводятся гидравлические испытания, а также проверяется горизонтальность наружного контура днища и геометрическая форма стенки резервуара.

Подземные емкости

Подземные емкости заводского изготовления, в теплоизоляции, оборудованы седловыми опорами по ОСТ 26-2091-93, устанавливаются подземно в насыпном грунте, на металлические балки-ростверки по свайному основанию. Для выполнения I принципа использования ММГ в качестве основания, предусматривается теплозащитный экран из экструдированного пенополистирола.

Обратная засыпка выполняется талым минеральным непучинистым грунтом с послойным уплотнением до коэффициента 0,95.

Расчет емкостей против всплытия выполнен по СП 43.13330.2012, коэффициент надежности против всплытия принят 1,2.

Над горловинами подземных емкостей, оборудованных насосами, устанавливаются легкие съемные укрытия. Укрытия заводского изготовления, выполнены по конструкторской документации завода-изготовителя, поставляются в комплекте с емкостью.

Высотные сооружения

Молниеотвод, прожекторные мачты

На площадке УКПГ-2 запроектирована мачта ВГН35(3)-М5 – прожекторная мачта со стационарной короной и молниеотводом. Конструкция мачты граненого типа, коническая с лестницами и трапами для обслуживания.

На площадках МКУ и УКПГ3 расположены молниеотводы МОГК-40, на площадках ПС МОГК-24 – молниеотводы представляют собой стальную опору граненого типа с установленным молниеприемником, скрепленную прочными деталями.

Установка молниеотводов и мачт производится на металлические ростверки по сваям из стальных труб. Крепление осуществляется с помощью анкерных элементов заводского изготовления.

Башня антенная

Башни антенные заводского изготовления, выполняются на заводах-изготовителях по конструкторской документации собственной разработки.

Представляет собой четырехгранную сварную конструкцию высотой 15 м и 30 м, квадратного сечения в плане, запроектированную из ферм, выполненных из уголков стальных горячекатаных, для установки антенн и аппаратуры.

Установка башен антенных производится на металлические ростверки по сваям из стальных труб. Крепление осуществляется с помощью анкерных элементов заводского изготовления.

Башни запроектированы на некоторых кустах МКУ высотой 15 м и на площадке УКПГ-3 высотой 30 м.

Воздушные линии электропередачи

Воздушные линии электропередачи 35 кВ и 10 кВ запроектированы на металлических опорах из гнутого профиля. Основание ВЛ свайные металлические фундаменты. Соединение стойки опоры с фундаментом болтовое на фланцах.

Пересечения и параллельное следование проектируемых ВЛ 10 кВ с проектируемыми инженерными коммуникациями выполнены согласно ПУЭ. В местах пересечения ВЛ с существующими газопроводами предусмотрено защитное ограждение газопровода от падения проводов ВЛ. Ограждение запроектировано из прокатных профилей, сверху которых расположена стальная сетка по ГОСТ 5336-80. Основанием ограждения служат металлические опоры из труб по ГОСТ 10704.

Сети инженерные внутриплощадочные

Инженерные коммуникации прокладываются надземно на эстакадах. Надземные эстакады коммуникаций проектируются одно-, двух- и трехъярусные в металлическом исполнении на сваях из стальных труб с балочными траверсами из прокатных профилей, в необходимых случаях – с пролетными строениями.

Одноярусные эстакады трубопроводов запроектированы на отдельных опорах из свай и траверс. Двух- и трехъярусные эстакады выполняются на плоских опорах из стоек и траверс, устанавливаемых на сваи и завязанные в температурные блоки длиной не более 100 м согласно таблице 44 СП 16.13330.2017. Плоские опоры эстакады завязаны распорками с анкерной опорой, совмещенной с неподвижной опорой трубопроводов. Анкерная опора запроектирована из металлических стоек из труб и развязана горизонтальными и вертикальными связями вдоль и поперек трассы.

Кабельные сети на площадке предусматривается прокладывать на совмещенных эстакадах с технологическими трубопроводами в местах параллельного следования в одном коридоре.

Несущие конструкции кабельных эстакад запроектированы из условия обеспечения 2,5 м от планировочной поверхности земли до низа электрических конструкций.

Переходы через дороги в зависимости от нагрузки запроектированы на одностоечных отдельных опорах с балками из стальных прокатных профилей. Высота до низа строительных конструкций над дорогой 5,0-5,5 м, ширина переходов не менее 6,0 м.

Площадки обслуживания, площадки переходные предусматриваются металлические из прокатных профилей. При проектировании рабочих площадок, лестниц, ограждений учтены требования Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Ограждение

Проектом предусматривается периметральное ограждение площадок МКУ.

2.4.4 Система электроснабжения

В объем проектирования входит:

- реконструкция ЗРУ 6 кВ ПС «ЯГП-1», «ЯГП-2», «ЯГП-3», «ЯГП-4»;
- ПС-6/35 кВ ГП-1;
- ПС-35/10 кВ ГП-2, ГП-3;
- ПС-6/10 кВ ГП-2, ГП-3, ГП-4, ГП-3В-1;
- ВЛЗ-10 кВ от ПС-6/10 кВ и ПС-35/10 кВ до МКУ на КГС;
- заземление, молниезащита и электрообогрев трубопроводов площадок МКУ;
- реконструкция УКПГ-1, УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-4, УКПГ-7, включающая демонтаж существующих КТП и кабельных сетей, питающих ликвидируемое технологическое оборудование. Также предусматривается переподключение оборудования, получающего питание от демонтируемых КТП к остающимся КТП.

Основным источником электроэнергии Ямбургского энергоузла является Ямбургская ГТЭС с установленной мощностью генераторов 72 МВт (6х12 МВт). Ямбургский энергоузел связан с ОЭС России двухцепной ВЛ 220 кВ «ПС Оленья – ПС Ямбург», включенной на напряжение 110 кВ. В нормальном режиме работы обеспечивается нулевой переток мощности.

Подстанции 110/35/6 кВ «ЯГП-1», «ЯГП-2», «ЯГП-3», «ЯГП-4», 110/6 кВ «ЯГП-3В» служат для распределения электроэнергии потребителям одноименных газовых промыслов Ямбургского НГКМ. ПС 110/35/6 кВ и ЯГТЭС объединены сетью на напряжении 110 кВ АО «Россети Тюмень» - Северные электрические сети.

Источниками электроснабжения проектируемых МКУ УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-4 являются ЗРУ 6 кВ подстанций «ЯГП-1», «ЯГП-2», «ЯГП-3», «ЯГП-4», «ЯГП-3В». Перечень МКУ с указанием источников электроснабжения приведен в таблице 2.23. Распределение МКУ по различным источникам электроснабжения произведено на этапе основных технических ре-

шений и обусловлено наличием свободной мощности трансформаторов ПС и удаленностью КГС от питающих ПС.

Таблица 2.23 Источники электроснабжения МКУ КГС

ПС	Мощность трансформатора в ПС, МВА	Балансовая принадлежность ЗРУ 6	МКУ КГС
ЯГП-1	2x16	ООО «Газпром энерго»	1Т: 305, 307, 310, 311, 315, 317 (через ПС 35/10 ГП-3) 2Т: 207, 210, 211, 213, 214 (через ПС 35/10 ГП-2)
ЯГП-2	2x10	ООО «Газпром энерго»	1Т: 205, 208, 314, 2Т: 202, 203, 304,
ЯГП-3	2x10	ООО «Газпром добыча Ямбург»	1Т: 302, 303, 308, 2Т: 312, 313, 316,
ЯГП-4	2x10	ООО «Газпром добыча Ямбург»	1Т: 415, 420/421
ЯГП-3В	2x6,3	ООО «Газпром энерго»	1Т: 209,212,215 2Т: 216, 507 (3-й этап)

ЗРУ 6 кВ являются блочно-понтонными зданиями на свайных основаниях. В помещениях ЗРУ расположены шкафы КРУ.

Для электроснабжения МКУ на напряжении 10 кВ проектом предусматривается сооружение подстанций полной заводской готовности в районах ПС-110/35/6 кВ промыслов:

- 6/10 кВ: ГП-2 2x4000 кВА, ГП-3 2x4000 кВА, ГП-3В-1 1x4000 кВА, ГП-4 1x2500 кВА,
- 6/35 кВ ГП-1 2x10000 кВА,
- 35/10 кВ ГП-2 1x6300 кВА, ГП-3 1x10000 кВА.

Питание ПС-6/10 и 6/35 кВ осуществляется от резервных ячеек ЗРУ 6 кВ ПС-110/35/6 кВ по кабельным линиям 6 кВ. Подстанции 35/10 кВ получают питание по ВЛ 35 кВ от ПС 6/35 кВ. Электроэнергия на напряжении 10 кВ распределяется по МКУ КГС по ВЛЗ-10 кВ от ПС-6/10 и 35/10 кВ.

В качестве резервного источника питания для обеспечения безопасности и сохранения исправности оборудования МКУ при исчезновении питающего напряжения, предусмотрено питание от встроенной дизель-генераторной установки (ДГУ). Запуск ДГУ автоматический по сигналу контроллера САУ МКУ с возможностью запуска ДГУ удаленно из операторной.

На этапе ОТР в результате технико-экономического сравнения было определено применение сухих трансформаторов с установкой в блочном здании при мощности трансформато-

ров до 3200 кВА и масляных трансформаторов открытой установки при мощности трансформатора более 3200 кВА.

Однотрансформаторная подстанция ГП-4 мощностью 2500 кВА принята блочно-модульного исполнения полной заводской готовности со смонтированными системами освещения, отопления, вентиляции, охранной и пожарной сигнализации с установкой сухого трансформатора типа ТСЗ-2500/6/10,5 УЗ внутри единого БМЗ, разделенного на отсеки РУ 6 кВ, РУ 10 кВ и отсек трансформатора.

Подстанции 6/10 кВ ГП-2, ГП-3 мощностью 2х4000 и подстанция ГП-3В-1 мощностью 1х4000 состоят из отдельно стоящих блочно-модульных ЗРУ 6 и ЗРУ 10 кВ и масляных трансформаторов типа ТМ-4000/6/10,5 УХЛ1, установленных открыто.

Подстанция 6/35 кВ ГП-1 мощностью 2х10000, состоит из отдельно стоящих блочно-модульных ЗРУ 6 и ЗРУ 35 кВ и масляных трансформаторов типа ТД-10000/6/37,5 УХЛ1, установленных открыто.

Подстанция 35/10 кВ ГП-2 мощностью 1х6300 и подстанция 35/10 кВ ГП-3 мощностью 1х10000 состоят из отдельно стоящего блочно-модульного ЗРУ 35/10 кВ и масляных трансформаторов типа ТД-6300/6/10,5 УХЛ1 и ТД-10000/6/10,5 УХЛ1, установленных открыто.

Электроснабжение потребителей собственных нужд подстанций на напряжении 0,4 кВ осуществляется от щитов собственных нужд подстанций. ЩСН получают питание от трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ, установленных в ячейках РУ 6 кВ. Для питания собственных нужд к установке приняты трансформаторы собственных нужд типа ТСЗ, сухого исполнения с литой изоляцией, размещаемые в ячейках КРУ 6, 35 кВ. Для однотрансформаторных ПС мощность ТСН принята 25 кВА. Для двухтрансформаторных ПС мощность ТСН принята 40 кВА.

Все применяемое в проекте электротехническое оборудование прошло необходимую процедуру сертификации и имеет разрешение на применение, подтвержденное соответствующими сертификатами соответствия, а также включено в Единый реестр МТР ПАО «Газпром».

Сведения о типе, количестве и мощности трансформаторных объектов приведены в таблице 2.24.

Таблица 2.24 Сведения о количестве, типе и мощности трансформаторных объектов

ПС	Количество, тип и мощность трансформаторов ПС 6/10 кВ	Количество, тип и мощность трансформаторов существующей питающей ПС 110 кВ
6/35 ГП-1	2хТД-10000/35	2хТДТН-25000/110
35/10 ГП-2	1хТД-6300/35	-
6/10 ГП-2	2хТМ-4000/10	2хТДТН-10000/110
35/10 ГП-3	1хТД-10000/35	-

ПС	Количество, тип и мощность трансформаторов ПС 6/10 кВ	Количество, тип и мощность трансформаторов существующей питающей ПС 110 кВ
6/10 ГП-3	2хТМ-4000/10	2хТДТН-10000/110
6/10 ГП-3В-1	1хТМ-4000/10	2хТДТН-6300/110
6/10 ГП-4	1хТСЗ-2500/10	2хТДТН-10000/110

В составе блочно-комплектных ПС-6/10 кВ «ГП-2», «ГП-3», «ГП-3В-1», ПС-6/35 кВ «ГП-1» и ПС-35/10 кВ «ГП-2», «ГП-3» принимаются к установке масляные трансформаторы, использующие для охлаждения обмоток трансформаторное масло.

В трансформаторных подстанциях с масляными трансформаторами, маслоприемные и маслоотводные устройства поставляются комплектно с блоками и вмещают полный объем залитого масла. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых разделительных трансформаторов в соответствии с ПУЭ п. 4.2.69 выполнены маслоприемники без отвода масла. Объем маслоприемника рассчитан на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$ в течение 30 мин.

Электроснабжение МКУ выполняется по проектируемым одно- и двухцепным (при параллельном следовании фидеров) ВЛЗ 10 кВ от ЗРУ 10 кВ повышающих подстанций по радиальной схеме. ВЛЗ 10 кВ выполнены самонесущими изолированными проводами с изоляцией из светостабилизированного сшитого полиэтилена марки СИПЗ сечением 120 мм^2 .

Воздушные линии электропередачи 10 кВ запроектированы для электроснабжения МКУ кустов газовых скважин на газовых промыслах Ямбургского месторождения на металлических опорах из гнутого профиля по типовым проектам марки ОЭМЗ-ОГП-ТП.ВЛЗ.010 для воздушных линий электропередачи напряжением 6-10 кВ и 35-110 кВ с изолированными проводами. Возможно применение иных комплектов опор ВЛЗ с аналогичными механическими характеристиками.

Объемы строительства ВЛ приведены в таблице 2.25.

Таблица 2.25 Объемы строительства ВЛ-10 кВ и ВЛ-35 кВ

Наименование объектов	Тип, марка провода	Кол-во, км
ВЛ-35 кВ ПС-6/35 кВ «ГП-1» - ПС-35/10 кВ «ГП-2»	СИП-3 1х120	13,903
ВЛ-35 кВ ПС-35/10 кВ «ГП-2» - ПС-35/10 кВ «ГП-3»	СИП-3 1х120	13,385

Наименование объектов	Тип, марка провода	Кол-во, км
ВЛ-10 кВ ПС-35/10 кВ «ГП-2» - МКУ Куст 207	СИП-3 1x120	5,703
ВЛ-10 кВ т.вр. МКУ Куст 207 - МКУ Куст 211	СИП-3 1x120	2,02
ВЛ-10 кВ т.вр. МКУ Куст 207 - МКУ Куст 210	СИП-3 1x120	0,808
ВЛ-10 кВ ПС-35/10 кВ «ГП-2» - МКУ Куст 213	СИП-3 1x120	9,34
ВЛ-10 кВ т.вр. МКУ Куст 213 - МКУ Куст 214	СИП-3 1x120	0,545
ВЛ-10 кВ ПС-6/10 кВ «ГП-2» - МКУ Куст 304	СИП-3 1x120	8,297
ВЛ-10 кВ т.вр. МКУ Куст 304 - МКУ Куст 202	СИП-3 1x120	0,108
ВЛ-10 кВ т.вр. МКУ Куст 304 - МКУ Куст 203	СИП-3 1x120	1,312
ВЛ-10 кВ ПС-6/10 кВ «ГП-2» - МКУ Куст 314	СИП-3 1x120	5,659
ВЛ-10 кВ т.вр. МКУ Куст 314 - МКУ Куст 208	СИП-3 1x120	0,133
ВЛ-10 кВ т.вр. МКУ Куст 314 - МКУ Куст 205	СИП-3 1x120	0,069
ВЛ-10 кВ ПС-6/10 кВ «ГП-3В» - МКУ Куст 215	СИП-3 1x120	6,666
ВЛ-10 кВ т.вр. МКУ Куст 215 - МКУ Куст 212	СИП-3 1x120	0,054
ВЛ-10 кВ т.вр. МКУ Куст 215 - МКУ Куст 209	СИП-3 1x120	1,168
	СИП-3 1x120	
ВЛ-10 кВ ПС-6/10 кВ «ГП-3» - МКУ Куст 316	СИП-3 1x120	7,485
ВЛ-10 кВ т.вр. МКУ Куст 316 - МКУ Куст 312	СИП-3 1x120	0,062
ВЛ-10 кВ т.вр. МКУ Куст 316 - МКУ Куст 313	СИП-3 1x120	0,551
ВЛ-10 кВ ПС-6/10 кВ «ГП-3» - МКУ Куст 308	СИП-3 1x120	5,123
ВЛ-10 кВ т.вр. МКУ Куст 308 - МКУ Куст 303	СИП-3 1x120	2,437
ВЛ-10 кВ т.вр. МКУ Куст 308 - МКУ Куст 302	СИП-3 1x120	3,983
ВЛ-10 кВ ПС-6/10 кВ «ГП-3» - МКУ Куст 305	СИП-3 1x120	6,441
ВЛ-10 кВ т.вр. МКУ Куст 305 - МКУ Куст 310	СИП-3 1x120	2,259
ВЛ-10 кВ т.вр. МКУ Куст 305 - МКУ Куст 307	СИП-3 1x120	0,317
ВЛ-10 кВ ПС-6/10 кВ «ГП-3» - МКУ Куст 317	СИП-3 1x120	6,924
ВЛ-10 кВ т.вр. МКУ Куст 317 - МКУ Куст 315	СИП-3 1x120	0,075

Наименование объектов	Тип, марка провода	Кол-во, км
ВЛ-10 кВ т.вр. МКУ Куст 317 - МКУ Куст 311	СИП-3 1x120	0,224
ВЛ-10 кВ ПС-6/10 кВ «ГП-4» - МКУ Куст 415	СИП-3 1x120	9,879
ВЛ-10 кВ ПС-6/10 кВ «ГП-4» - МКУ Куст 420,421	СИП-3 1x120	6,349
Итого ВЛ-10 кВ: - одноцепная		83,657
Итого ВЛ-35 кВ: - одноцепная		2,99
- двухцепная		24,298

2.4.5 Система водоснабжения и водоотведения

Водоснабжение реконструируемых площадок УКПГ-1, 4, 6, УППГ-2, 3, 7 (УКПГ 2, 3, 7 переводятся в УППГ-2, 3, 7) и существующей площадки УППГ-3В – централизованное, от основного источника водоснабжения – водозабора поверхностных вод в п. Ямбург. Основным источником водоснабжения – Обская губа (водоприемник и насосная станция первого подъема запроектированы на производительность 0,28 м³/с, 24,0 тыс. м³/сут.; водоочистные – 6,0 тыс. м³/сут.).

Данной производительности достаточно для снабжения водой питьевого качества, в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.3684-21, жилого поселка Ямбург, Промбазы п. Ямбург, промышленных сооружений и других потребителей на производственные, питьевые и противопожарные нужды.

Для площадок УКПГ-1...7 подача воды по водоводам осуществляется водонасосными, расположенными на площадках УКПГ, т.е. каждая водонасосная предыдущей площадки передает воду на последующую площадку. Существующая система внеплощадочных водоводов обеспечивает передачу воды на промышленные площадки УКПГ и ДКС от водопроводных очистных сооружений, расположенных на Промбазе п. Ямбург.

В схеме обвязки водонасосных УКПГ-1...7 предусмотрена возможность переключения подачи воды с режима циркуляции воды между площадками, в режим подачи её по двум водоводам.

Вода на каждую площадку поступает в резервуары запаса воды емкостью 1000 м³ каждый (по 3 шт. на площадках УКПГ-1, 2, 6, 1В и по 2 шт. на площадках УКПГ-3, 4, 7, УППГ-2В, 3В), в которых вода подогревается в зимний период газовыми водоподогревателями до температуры плюс 20°С с целью обеспечения незамерзаемости её в трубопроводах. Из резервуаров

запаса вода забирается отдельными группами насосов и подается во внутриплощадочную и внеплощадочную водопроводные сети.

Источником водоснабжения УКПГ-9 Харвутинской площади Ямбургского НГКМ является существующий водозабор на р. Хадуттэ со станцией предварительной подготовки воды.

Для водоснабжения площадки УКПГ-9 вода с площадки водозаборных сооружений (после станции предварительной очистки) поступает по двум водоводам на ВОС площадки промбазы УКПГ-9 в резервуары 200 м³. После резервуаров исходной воды вода делится на два потока – подается на очистку на ВОС для доведения до норм требований СанПиН 2.1.3684-21 и подается в два кольцевых водопровода: производственно-противопожарное водоснабжение УППГ-10; производственно-противопожарное водоснабжение УКПГ-9. После ВОС на площадке промбазы предусмотрено хранение питьевой воды в двух резервуарах хозяйственно-питьевой воды V=200 м³. Хранение воды на производственно-противопожарные нужды предусмотрено в двух резервуарах запаса воды V=1000 м³ каждый.

В схеме обвязки насосов на ВОС УКПГ-9 предусмотрена возможность переключения подачи воды с режима циркуляции воды между площадками, в режим подачи её по двум водоводам.

Проектируемые источники и зоны охраны источников питьевого водоснабжения отсутствуют.

Расходы воды на площадках УКПГ-1, УППГ-2, УППГ-3 и УППГ-7 на хозяйственно-питьевые нужды остаются без изменений, в рамках проекта не предусматриваются проектные решения по увеличению или уменьшению объемов водоснабжения.

Расходы воды на площадках УППГ-3В, УКПГ-4 на хозяйственно-питьевые, технологические нужды и на пожаротушение остаются без изменений, в рамках проекта не предусматриваются проектные решения по увеличению или уменьшению объемов водоснабжения.

УППГ-2

При переводе площадки УКПГ-2 в УППГ-2 предусматривается частичный демонтаж и перекладка сетей водопровода производственно-питьевого, объединенного с противопожарным, (В1) с ПГ на нём в районе демонтируемых ДКС. Сети водопровода к зданиям и сооружениям, демонтаж которых предусмотрен в технологической части проекта, так же подлежат демонтажу.

Решений по реконструкции систем хозяйственно-питьевого водоснабжения на площадке не предусматривается, для нужд автоматического пенного пожаротушения проектируется система противопожарного водоснабжения.

Источником водоснабжения на нужды автоматического пенного пожаротушения и водяного охлаждения на реконструируемой площадке УКПГ-2 (переводится после реконструкции в УППГ-2) являются вновь проектируемые – резервуар противопожарного запаса воды

(поз.116) и станция насосная пожаротушения (поз.115). Существующие резервуары противопожарного запаса воды 2 шт. $V=400 \text{ м}^3$ каждый (поз.54) подлежат демонтажу.

Согласно техническим условиям производственное водоснабжение (промывка технологического оборудования – пробкоуловителей (3 шт., поз.120 площадка пробкоуловителей) и поз.119 емкости дренажной Е-15н) предусматривается от существующей на площадке сети производственно-питьевого, объединенного с противопожарным, водопровода. Забор воды на промывку предусматривается от существующего, расположенного вблизи блока пожарного гидранта.

На реконструируемой площадке УППГ-2 эксплуатируется существующая система напорной бытовой канализации, предназначенная для отвода бытовых сточных вод от здания котельной (поз. 43.1), от блока подсобно-производственных помещений (поз. 47), от блока вспомогательных помещений (поз. 48), от производственно-энергетического блока (поз. 60) и от здания АБК. Бытовые сточные воды от существующих зданий в напорном режиме подаются в приемные резервуары существующих канализационных насосных станций (далее – КНС), предусмотренных индивидуально для здания котельной (поз. 43.1), для блока подсобно-производственных помещений (поз. 47) и для производственно-энергетического блока (поз. 60). Из КНС бытовые сточные воды насосами подаются в существующую насосную перекачки бытовых сточных вод (поз. 70). Бытовые сточные воды от блока вспомогательных помещений (поз. 48) и от здания АБК в напорном режиме подаются непосредственно в приемный резервуар существующей насосной перекачки бытовых сточных вод (поз. 70). От существующей насосной перекачки бытовых сточных вод (поз. 70) бытовые сточные воды в напорном режиме подаются на канализационные очистные сооружения (далее – КОС) площадки ВЖК УППГ-2.

На реконструируемой площадке УППГ-2 проектом предусматривается строительство систем самотечной производственной канализации для отвода случайных и аварийных проливов воды с пола проектируемого здания станции насосной пожаротушения (поз. 115), проливов воды с пола помещения венткамеры и дренажа от систем приточной вентиляции П1.1 и П1.2 реконструируемой части здания тех. корпуса регенерации ДЭГа и метанола (поз. 43).

Отвод производственных сточных вод от проектируемого здания станции насосной пожаротушения (поз. 115) и реконструируемой части здания тех. корпуса регенерации ДЭГа и метанола (поз. 43) предусматривается по самотечным надземным, с переходом к подземной прокладке, трубопроводам в проектируемые мокрые колодцы МК-1 и МК-2.

Из мокрых колодцев стоки, по мере накопления откачиваются и вывозятся передвижной спецтехникой на ГФУ площадки УППГ-2 согласно техническим условиям Заказчика.

Для удаления огнетушащего вещества после окончания работы системы автоматического пожаротушения реконструируемой части здания тех. корпуса регенерации ДЭГа и метанола (поз. 43) в полу цеха предусмотрены приямки размерами $500 \times 500 \times 700(h)$ мм для установки мотопомпы.

На реконструируемой площадке УППГ-2 в технологической части проекта (см. 1004023ПД/04-УППГ2-ИОС7.4) предусматривается отвод производственно-дождевых сточных вод от проектируемых отбортованных площадок налива автоцистерны (поз. 118) и с поддонов под пробкоуловителями (поз. 120) в проектируемую емкость дренажную Е-15н объемом 100 м³ (поз. 119). Дренажная емкость Е-15н предназначена для приема технологического стока в нормальном технологическом режиме и аварийного слива жидкости из него при пожаре; кроме того, в дренажную ёмкость предусматривается слив с поддона при возможном разливе и отвод промливневых стоков; емкость оборудована дренажным насосом (см. шифр 1004023ПД/03-УППГ2-ИОС7.4.4).

УКПГ-3

При переводе площадки УКПГ-3 в УППГ-3 предусматривается частичный демонтаж и перекладка сетей водопровода производственно-питьевого, объединенного с противопожарным, (В1) с ПГ на нём в районе демонтируемых ДКС. Сети водопровода к зданиям и сооружениям, демонтаж которых предусмотрен в технологической части проекта, так же подлежат демонтажу.

Решений по реконструкции систем хозяйственно-питьевого водоснабжения на площадке не предусматривается, для нужд автоматического пенного пожаротушения проектируется система противопожарного водоснабжения.

Источником водоснабжения на нужды автоматического пенного пожаротушения и водяного охлаждения на реконструируемой площадке УКПГ-3 (переводится после реконструкции в УППГ-3) являются вновь проектируемые – резервуар противопожарного запаса воды (поз.25) и станция насосная пожаротушения (поз.24).

Согласно техническим условиям производственное водоснабжение (промывка технологического оборудования – пробкоуловителей (3 шт., поз.125 площадка пробкоуловителей) и поз.124 емкости дренажной Е-15н) предусматривается от существующей на площадке сети производственно-питьевого, объединенного с противопожарным, водопровода. Забор воды на промывку предусматривается от существующего, расположенного вблизи блока пожарного гидранта.

В проектируемой станции очистки бытовых сточных вод (поз.83) для восстановления фильтрующей способности напорных фильтров предусмотрена их периодическая промывка водой из емкости очищенной воды. Для промывки используется очищенная и обеззараженная сточная вода. Периодичность промывки фильтров определяется в период пуско-наладочных работ. Промывная вода под остаточным напором поступает в емкость осадка на повторную обработку. Кроме того, очищенная и обеззараженная вода используется для приготовления технологических растворов реагентов (коагулянта, флокулянта, глицерина). Станция очистки бытовых сточных вод – здание блочное полной заводской поставки.

На период пуско-наладки приготовление реагентов будет осуществляться на сетевой воде (трубопровод В1), количество необходимое для приготовления реагентов – 3 м³/ч.

На реконструируемой площадке УППГ-3 эксплуатируются существующие системы самотечной и напорной бытовой канализации, предназначенные для отвода бытовых сточных вод от блока подсобно-производственных помещений (поз. 44), от блока вспомогательных помещений (поз. 45), от производственно-энергетического блока (поз. 57), от блока насосной и от здания АБК. Бытовые сточные воды от блока подсобно-производственных помещений (поз. 44), от блока вспомогательных помещений (поз. 45) и от здания АБК по подземному самотечному трубопроводу подаются в приемный резервуар существующей КНС откуда насосами перекачиваются в приемный резервуар существующей КНС площадки КОС. Бытовые сточные воды от производственно-энергетического блока (поз. 57) и от блока насосной в напорном режиме подаются в приемный резервуар существующей КНС (поз. 120) откуда насосами перекачиваются в приемный резервуар существующей КНС площадки КОС. Существующая КНС площадки КОС, а также сама площадка КОС расположены за пределами реконструируемой площадки УППГ-3.

Из существующей КНС площадки КОС бытовые сточные воды насосами подаются на очистку в здание КОС бытовых сточных вод (поз. 122) производительностью 25,0 м³/сут. Очищенные бытовые сточные воды от КОС бытовых сточных вод (поз. 122) насосами подаются на ГФУ УППГ-3 для сжигания. При остановке ГФУ очищенные бытовые сточные воды подаются в емкость дренажную Е1 откуда откачиваются и вывозятся передвижной спецтехникой на ГФУ на другие газовые промыслы.

Сброс отмершего и избыточного активного ила, образующегося в процессе очистки бытовых сточных вод в КОС бытовых сточных вод (поз. 122) предусмотрен на иловые площадки. Отвод дренажных вод от иловых площадок предусмотрен в мокрый колодец. Откачка дренажных вод из мокрого колодца предусматривается самовсасывающим насосом, установленным в КОС бытовых сточных вод (поз. 122), в начало технологического процесса очистки.

На реконструируемой площадке УППГ-3 проектом предусматривается строительство систем самотечной производственной канализации для отвода случайных и аварийных проливов воды с пола проектируемого здания станции насосной пожаротушения (поз. 24), проливов воды с пола помещения венткамеры и дренажа от систем приточной вентиляции П1.1 и П1.2 реконструируемого здания технологического корпуса регенерации ДЭГа и метанола (поз. 37), демонтаж существующего здания КОС бытовых сточных вод (поз. 122) и части технологических коммуникаций КОС, а также строительство станции очистки бытовых сточных вод (поз. 83) взамен демонтируемых КОС бытовых сточных вод (поз. 122) с подключением проектируемой станции к существующим сетям напорной бытовой канализации, иловой канализации и напорной канализации очищенных сточных вод.

Отвод производственных сточных вод от проектируемого здания станции насосной пожаротушения (поз. 24) и реконструируемого здания технологического корпуса регенерации ДЭГа и метанола (поз. 37) предусматривается по самотечным надземным, с переходом к подземной прокладке, трубопроводам в проектируемые мокрые колодцы МК-1 и МК-2.

Из мокрых колодцев МК-1 и МК-2 производственные стоки, по мере накопления, откачиваются и вывозятся передвижной спецтехникой на ГФУ площадки УППГ-3 согласно техническим условиям Заказчика.

Для удаления огнетушащего вещества после окончания работы системы автоматического пожаротушения реконструируемого здания технологического корпуса регенерации ДЭГа и метанола (поз. 37) в полу цеха предусмотрены приямки размерами 500×500×700(h) мм для установки мотопомпы.

Для резервной утилизации осадка, образующегося в процессе очистки бытовых сточных вод в проектируемой станции очистки, предусматривается использование существующих иловых площадок. Отвод дренажных вод от существующих иловых площадок предусматривается в проектируемый мокрый колодец МК-3. Откачка дренажных вод из мокрого колодца предусматривается погружным насосом, размещаемым в проектируемом мокром колодце МК-3, в усреднитель (начало технологического процесса очистки) проектируемой станции очистки бытовых сточных вод (поз. 83).

Очищенные бытовые стоки из проектируемой станции очистки бытовых сточных вод (поз. 83) подаются в существующую сеть очищенных бытовых сточных и далее на сжигание на ГФУ УППГ-3. При остановке ГФУ очищенные бытовые сточные воды подаются в емкость дренажную Е1 откуда откачиваются и вывозятся передвижной спецтехникой на ГФУ на другие газовые промыслы.

По мере накопления осадок, подсушенный на иловых площадках вывозится автотранспортом на полигон ТБО согласно существующей схеме утилизации отходов.

На реконструируемой площадке УППГ-3 в технологической части проекта предусматривается отвод производственно-дождевых сточных вод от проектируемых отбортованных площадок налива автоцистерны (поз. 123) и с поддонов под пробкоуловителями (поз. 125) в проектируемую емкость дренажную Е-15н объемом 100 м³ (поз. 124). Дренажная емкость Е-15н предназначена для приема технологического стока в нормальном технологическом режиме и аварийного слива жидкости из него при пожаре; кроме того, в дренажную ёмкость предусматривается слив с поддона при возможном разливе и отвод промливневых стоков; емкость оборудована дренажным насосом (см. шифр 1004023ПД/03-УППГ2-ИОС7.4.4).

УКПГ-7

При переводе площадки УКПГ-7 в УППГ-7 предусматривается частичный демонтаж и перекладка сетей водопровода производственно-питьевого, объединенного с противопожарным, (В1) с ПГ на нём в районе демонтируемых ДКС. Сети водопровода к зданиям и сооруже-

ниям, демонтаж которых предусмотрен в технологической части проекта, так же подлежат демонтажу.

Решений по реконструкции систем хозяйственно-питьевого водоснабжения на площадке не предусматривается, для нужд автоматического пенного пожаротушения проектируется система противопожарного водоснабжения.

Источником водоснабжения на нужды автоматического пенного пожаротушения и водяного охлаждения на реконструируемой площадке УКПГ-7 (переводится после реконструкции в УППГ-7) являются вновь проектируемые – резервуар противопожарного запаса воды (поз.17) и станция насосная пожаротушения (поз.16).

В проектируемой станции очистки бытовых сточных вод (поз.106) для восстановления фильтрующей способности напорных фильтров предусмотрена их периодическая промывка водой из емкости очищенной воды. Для промывки используется очищенная и обеззараженная сточная вода. Периодичность промывки фильтров определяется в период пуско-наладочных работ. Промывная вода под остаточным напором поступает в емкость осадка на повторную обработку. Кроме того, очищенная и обеззараженная вода используется для приготовления технологических растворов реагентов. Станция очистки бытовых сточных вод – здание блочное полной заводской поставки.

На период пуско-наладки приготовление реагентов будет осуществляться на сетевой воде (трубопровод В1), количество необходимое для приготовления реагентов – 3 м³/ч.

На реконструируемой площадке УППГ-7 эксплуатируются существующие системы самотечной и напорной бытовой канализации, предназначенные для отвода бытовых сточных вод от блока подсобно-производственных помещений (поз. 47), от блока вспомогательных помещений (поз. 48), от производственно-энергетического блока (поз. 62) и от зданий АБК и БВС. Бытовые сточные воды от блока подсобно-производственных помещений (поз. 47), от блока вспомогательных помещений (поз. 48) и от зданий АБК и БВС по подземному самотечному трубопроводу подаются в приемный резервуар существующей КНС откуда насосами перекачиваются в здание КОС бытовых сточных вод (поз. 123). Бытовые сточные воды от производственно-энергетического блока (поз. 62) в напорном режиме подаются в приемный резервуар существующей КНС (поз. 105) откуда насосами перекачиваются в здание КОС бытовых сточных вод (поз. 123). Производительность существующих КОС бытовых сточных вод (поз. 123) составляет 25,0 м³/сут.

Очищенные бытовые сточные воды от здания КОС бытовых сточных вод (поз. 123) насосами подаются в существующую емкость Е12 расположенную в здании технологического корпуса регенерации ДЭГа и метанола (поз. 41). Из емкости Е12 очищенные бытовые сточные воды вывозятся на ГФУ УППГ-7 для сжигания.

Сброс отмершего и избыточного активного ила, образующегося в процессе очистки бытовых сточных вод в КОС бытовых сточных вод (поз. 123) предусмотрен на иловые площад-

ки. Отвод дренажных вод от иловых площадок предусмотрен в мокрый колодец. Откачка дренажных вод из мокрого колодца предусматривается самовсасывающим насосом, установленным в КОС бытовых сточных вод (поз. 123), в начало технологического процесса очистки.

На реконструируемой площадке УППГ-7 проектом предусматривается строительство систем самотечной производственной канализации для отвода случайных и аварийных проливов воды с пола проектируемого здания станции насосной пожаротушения (поз. 16), проливов воды с пола помещения венткамеры и дренажа от систем приточной вентиляции П1.1 и П1.2 реконструируемого здания технологического корпуса регенерации ДЭГа и метанола (поз. 41), демонтаж существующих зданий КОС бытовых сточных вод (поз. 123), операторной КОС (поз. 124), недействующей КНС (поз. 125) и части технологических коммуникаций КОС бытовых сточных вод (поз. 123), а также строительство станции очистки бытовых сточных вод (поз. 106) взамен демонтируемых КОС бытовых сточных вод (поз. 123) с подключением проектируемой станции к существующим сетям напорной бытовой канализации, иловой канализации и напорной канализации очищенных сточных вод.

Отвод производственных сточных вод от проектируемого здания станции насосной пожаротушения (поз. 16) и реконструируемого здания технологического корпуса регенерации ДЭГа и метанола (поз. 41) предусматривается по самотечным надземным, с переходом к подземной прокладке, трубопроводам в проектируемые мокрые колодцы МК-1 и МК-2.

Из мокрых колодцев МК-1 и МК-2 производственные стоки, по мере накопления, откачиваются и вывозятся передвижной спецтехникой на ГФУ площадки УППГ-7 согласно техническим условиям Заказчика.

Для удаления огнетушащего вещества после окончания работы системы автоматического пожаротушения реконструируемого здания технологического корпуса регенерации ДЭГа и метанола (поз. 41) в полу цеха предусмотрены приемки размерами 500×500×700(h) мм для установки мотопомпы.

Для резервной утилизации осадка, образующегося в процессе очистки бытовых сточных вод в проектируемой станции очистки, предусматривается использование существующих иловых площадок. Отвод дренажных вод от существующих иловых площадок предусматривается в существующий мокрый колодец МК (сущ.). Для откачки дренажных вод из существующего мокрого колодца предусматривается размещение в колодце погружного насоса. Откачка дренажных вод предусматривается в усреднитель (начало технологического процесса очистки) проектируемой станции очистки бытовых сточных вод (поз. 106).

Очищенные бытовые стоки из проектируемой станции очистки бытовых сточных вод (поз. 106) подаются в существующую сеть очищенных бытовых сточных вод и далее в существующую емкость Е12, расположенную в здании технологического корпуса регенерации ДЭГа и метанола (поз. 41). Из емкости Е12 очищенные бытовые сточные воды вывозятся на ГФУ УППГ-7 для сжигания.

По мере накопления осадок, подсушенный на иловых площадках вывозится автотранспортом на полигон ТБО согласно существующей схеме утилизации отходов.

МКУ

В связи с отсутствием постоянных рабочих мест хозяйственно-питьевое водоснабжение площадок МКУ не предусматривается. Согласно техническим условиям производственное водоснабжение (промывка технологического оборудования) предусматривается привозной водой с соответствующего существующего УКПГ и УППГ, в состав которого входит МКУ куста газовых скважин. Источником производственного водоснабжения площадок МКУ являются существующие резервуары запаса воды на УППГ-2, 3, 4 емкостью 1000 м³, вода привозная.

Источником водоснабжения на нужды наружного пожаротушения проектируемых и реконструируемых зданий на площадках УКПГ-2, 3, 7 служат существующие сети водоснабжения соответствующих реконструируемых площадок.

ПС

В связи с отсутствием постоянных рабочих мест на проектируемых площадках ПС хозяйственно-питьевое водоснабжение не предусматривается.

Наружное пожаротушение проектируемых зданий на площадках ПС6/10-ГП4, ПС35/10-ГП3 не предусматривается согласно статье 99 федерального закона № 123-ФЗ и п. 3.8 СП 8.13130.2020.

Источником водоснабжения на нужды наружного пожаротушения проектируемых зданий на площадках ПС6/10-ГП3, ПС6/10-ГП3В-1, ПС6/35-ГП1 служат существующие сети водоснабжения площадок УКПГ-3, УППГ-3В, УКПГ-1 соответственно.

Источником водоснабжения на нужды наружного пожаротушения проектируемых зданий на площадках ПС6/10-ГП2, ПС35/10-ГП2 служат проектируемые резервуары противопожарного запаса воды №1, №2 (2 шт.) V=100 м³ (поз.9.1, 9.2) на площадке ПС6/10-ГП2.

На территории проектируемых площадок ПС и МКУ существующие системы канализации и станции очистки сточных вод отсутствуют. Проектируемые системы канализации и станции очистки сточных вод не предусматриваются.

2.4.6 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха

Отопление

Потребителями тепла на площадках УКПГ-1, 4, УКПГ-2, 3, 7 (после реконструкции переводятся в УППГ-2, 3, 7) являются следующие площадки:

- УКПГ;
- ДКС (1 очередь);
- ДКС (2 очередь).

Предусматривается обеспечение следующих видов тепловых нагрузок:

- отопление и вентиляция;

- горячее водоснабжение (в отопительный период);
- технологические нужды.

Режим потребления тепла принят следующий:

- отопление – круглосуточно в течение отопительного периода (301 суток);
- вентиляция – в соответствии с числом часов работы технологического оборудования в вентилируемых помещениях;
- технологические нужды (круглосуточно, круглогодично).

УКПГ-1

Существующая система теплоснабжения площадки УКПГ-1 включает в себя следующие источники тепла:

- установка подогрева теплоносителя (УПТ, поз. 15) с шестью печами ЦС-1 (П-1...П-6) теплопроизводительностью 4,65 МВт (4 Гкал/ч). В работе находятся четыре печи;
- утилизационные теплообменники УТВ-8 в количестве пять штук мощностью 8 МВт (6,9 Гкал/ч) каждый, установленные на газоперекачивающих агрегатах ДКС 1 очереди;
- утилизационные теплообменники УТС-4/115 в количестве шесть штук мощностью 4 МВт (3,44 Гкал/ч) каждый, установленные на газоперекачивающих агрегатах ДКС 2 очереди.

Предусмотрены три варианта теплоснабжения объектов УКПГ и ДКС (1 и 2 очереди):

- теплоснабжение потребителей УКПГ и ДКС (1 и 2 очереди) от УПТ;
- теплоснабжение потребителей УКПГ и ДКС (1 и 2 очереди) от утилизационных теплообменников ДКС (1 и 2 очереди);
- теплоснабжение потребителей УКПГ и ДКС (1 и 2 очереди) от УПТ и утилизационных теплообменников ДКС (1 и 2 очереди).

Общая тепловая нагрузка по существующим потребителям составляет 18,39 МВт (проект «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции», ш. 08.012.3, положительное заключение ГГЭ № 022-12/ОГЭ-2429/02, № в реестре 00-1-4-0161-12).

Приготовление воды на нужды горячего водоснабжения (ГВС) осуществляется в пластинчатых теплообменниках, расположенных в тепловых узлах зданий. В летнее время для нужд ГВС используются электроводонагреватели.

Общая тепловая нагрузка при объединении УКПГ-2 и УКПГ-3, УКПГ-6 и УКПГ-7, УКПГ-1 и УКПГ-2 по потребителям УКПГ-1 не изменяется. Схема теплоснабжения потребителей тепла корректировке не подлежит.

В УПТ для подготовки подпиточной воды предусмотрена установка химводоподготовки в следующем составе:

- ХВО1 – установка водоочистная АКВАФЛОУ SA 112-570 производительностью до 5 м³/ч, предназначенная для удаления из воды катионов жесткости (кальций, магний). Установка состоит из двух корпусов фильтров, общего блока управления и бака-солерастворителя. Бак-солерастворитель используется для автоматического приготовления раствора поваренной соли, предназначенного для проведения регенерации загрузки. В качестве загрузки используются сильнокислотные катионообменные смолы в Na-форме. Система умягчения работает в непрерывном режиме: один корпус в работе, другой в стадии регенерации или в режиме ожидания до окончания фильтроцикла первого корпуса. Работа установки полностью автоматизирована и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала. Во всех операциях процесса регенерации одного фильтра используется умягченная вода, вырабатываемая другим фильтром, находящимся в рабочем режиме. Система умягчения предусматривается на линии заполнения емкости Е-2. В емкости Е-2 будет храниться умягченная вода;
- ХВО2 – комплекс дозирования АКВАФЛОУ DC SP 62506 производительностью до 3 м³/ч, предназначенный для коррекционной обработки воды. Производительность комплекса дозирования принята исходя из характеристик существующих подпиточных насосов НП-1, НП-2. Механизм противокоррозионного действия реагента включает в себя химическое связывание растворённого в воде кислорода, нейтрализацию свободной углекислоты, регулирование значения щелочности воды в пределах, вызывающих наименьшую скорость коррозии и образование защитной пленки на поверхности металла. Для осуществления пропорционального дозирования реагента в систему и поддержания постоянных концентраций используется дозирующий насос (поставляется в комплекте), работающий по импульсному сигналу от водосчетчика (поставляется в комплекте). Комплекс дозирования предусматривается на всасывающей линии подпиточных насосов НП-1, НП-2.

Требуемый расход подпиточной воды составляет $0,0025 \cdot 65 \cdot 18,39 = 2,99$ м³/ч (объем воды в системе определен исходя из 65 м³ на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки). Принятая производительность системы химводоподготовки обеспечивает минимально необходимый расход воды на подпитку. Отвод сточных вод от установки химводоподготовки после регенерации фильтров предусматривается в емкость Е-4, из которой стоки откачиваются вакуумным насосом в автоцистерну и вывозятся на сжигание.

Качество подпиточной воды после системы химводоподготовки отвечает требованиям РД 24.031.120-91.

УППГ-2

Существующая система теплоснабжения площадки УППГ-2 включает в себя следующие источники тепла:

- котельная (поз. 43.1) с четырьмя паровыми котлами ДЕ-16-14ГМ (ПК-1...ПК-4) паропроизводительностью одного котла 16 т/ч, давление пара 1,3 МПа. Установленная теплопроизводительность котельной по воде 27,9 МВт (24 Гкал/ч). Тепловой схемой котельной предусмотрен отпуск насыщенного пара на технологические нужды в систему регенерации ДЭГа и метанола давлением 0,8...1,3 МПа и температурой 170...194 °С, а также горячей воды (теплоносителя) с температурой 115...70 °С для теплоснабжения потребителей на площадках УППГ-2 и ДКС (1 и 2 очереди);
- утилизационные теплообменники УТВ-8 в количестве пять штук мощностью 8 МВт (6,9 Гкал/ч) каждый, установленные на газоперекачивающих агрегатах ДКС 1 очереди;
- утилизационные теплообменники УТ-9 в количестве шесть штук мощностью 9,5 МВт (8,2 Гкал/ч) каждый, установленные на газоперекачивающих агрегатах ДКС 2 очереди.

Предусмотрены три варианта теплоснабжения объектов УППГ и ДКС (1 и 2 очереди):

- теплоснабжение потребителей УППГ и ДКС (1 и 2 очереди) горячей водой только от котельной. Технологическое пароснабжение системы регенерации ДЭГа и метанола;
- теплоснабжение потребителей УППГ и ДКС (1 и 2 очереди) горячей водой от утилизационных теплообменников ДКС (1 и 2 очереди). Технологическое пароснабжение системы регенерации ДЭГа и метанола;
- теплоснабжение потребителей УППГ и ДКС (1 и 2 очереди) горячей водой от котельной и утилизационных теплообменников ДКС (1 и 2 очереди). Технологическое пароснабжение системы регенерации ДЭГа и метанола.

Общая тепловая нагрузка по существующим потребителям составляет 26,38 МВт (проект «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции», ш. 08.012.3, положительное заключение ГГЭ № 022-12/ОГЭ-2429/02, № в реестре 00-1-4-0161-12).

Приготовление воды на нужды горячего водоснабжения (ГВС) осуществляется в пластинчатых теплообменниках, расположенных в тепловых узлах зданий. В летнее время для нужд ГВС используются электроводонагреватели.

В качестве источника теплоснабжения площадки УППГ-2 после реконструкции используется котельная (поз. 43.1) с четырьмя паровыми котлами ДЕ-16-14ГМ (ПК-1...ПК-4) паропроизводительностью одного котла 16 т/ч, давление пара 1,3 МПа. В работе находятся два котла, два в резерве.

В связи с уменьшением тепловой нагрузки в котельной предусматривается замена сетевых насосов НС-1, НС-2 типа Д 320-50 на насосы 1Д200-90б производительностью 165 м³/ч и напором 61 м с электродвигателями мощностью 45 кВт (один рабочий, один резервный). Насосы НС-3, НС-4 подлежат демонтажу.

Для подготовки подпиточной и питательной воды предусмотрена замена существующей химводоподготовки на химводоподготовку в следующем составе:

- ХВО1 – установка водоочистная (первая ступень) АКВАФЛОУ SF 500/2 производительностью до 10 м³/ч, предназначенная для удаления из воды катионов жесткости (кальций, магний). Установка состоит из двух корпусов фильтров, общего блока управления и бака-солерастворителя. Бак-солерастворитель используется для автоматического приготовления раствора поваренной соли, предназначенного для проведения регенерации загрузки. В качестве загрузки используются сильнокислотные катионообменные смолы в Na-форме. Система умягчения работает в непрерывном режиме: один корпус в работе, другой в стадии регенерации или в режиме ожидания до окончания фильтроцикла первого корпуса. Работа установки полностью автоматизирована и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала. Во всех операциях процесса регенерации одного фильтра используется исходная вода;
- ХВО2 – установка водоочистная (вторая ступень) АКВАФЛОУ SF 325/2 производительностью до 10 м³/ч, предназначенная для удаления из воды катионов жесткости (кальций, магний). Установка состоит из двух корпусов фильтров, общего блока управления и бака-солерастворителя. Бак-солерастворитель используется для автоматического приготовления раствора поваренной соли, предназначенного для проведения регенерации загрузки. В качестве загрузки используются сильнокислотные катионообменные смолы в Na-форме. Система умягчения работает в непрерывном режиме: один корпус в работе, другой в стадии регенерации или в режиме ожидания до окончания фильтроцикла первого корпуса. Работа установки полностью автоматизирована и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала. Во всех операциях процесса регенерации одного фильтра используется исходная вода.

Отвод сточных вод от установки водоочистной АКВАФЛОУ SF 500/2 и АКВАФЛОУ SF 325/2 после регенерации фильтров предусматривается в дренаж.

УППГ-3

Существующая система теплоснабжения площадки УКПГ-3 включает в себя следующие источники тепла:

- установка подогрева теплоносителя (УПТ, поз. 94) с четырьмя печами ЦС-1 (П-1...П-4) теплопроизводительностью 4,65 МВт (4 Гкал/ч). В работе находятся четыре печи;
- утилизационные теплообменники УТВ-8 в количестве пять штук мощностью 8 МВт (6,9 Гкал/ч) каждый, установленные на газоперекачивающих агрегатах ДКС 1 очереди;
- утилизационные теплообменники УТС-4/115 в количестве шесть штук мощностью 4 МВт (3,44 Гкал/ч) каждый, установленные на газоперекачивающих агрегатах ДКС 2 очереди.

Предусмотрены три варианта теплоснабжения объектов УКПГ и ДКС (1 и 2 очереди):

- теплоснабжение потребителей УКПГ и ДКС (1 и 2 очереди) от УПТ;
- теплоснабжение потребителей УКПГ и ДКС (1 и 2 очереди) от утилизационных теплообменников ДКС (1 и 2 очереди);
- теплоснабжение потребителей УКПГ и ДКС (1 и 2 очереди) от УПТ и утилизационных теплообменников ДКС (1 и 2 очереди).

Общая тепловая нагрузка по существующим потребителям составляет 18,38 МВт (проект «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции», ш. 08.012.3, положительное заключение ГГЭ № 022-12/ОГЭ-2429/02, № в реестре 00-1-4-0161-12).

Приготовление воды на нужды горячего водоснабжения (ГВС) осуществляется в пластинчатых теплообменниках, расположенных в тепловых узлах зданий. В летнее время для нужд ГВС используются электроводонагреватели.

В качестве источника теплоснабжения площадки УППГ-3 после реконструкции используется установка подогрева теплоносителя (поз. 94) с четырьмя печами ЦС-1 (П-1...П-4) теплопроизводительностью 4,65 МВт (4 Гкал/ч). В работе находятся две печи, две в резерве.

В связи с уменьшением тепловой нагрузки в УПТ после реконструкции циркуляцию теплоносителя обеспечивают сетевые насосы НС-4, НС-5 типа 1Д 200-90 с производительностью 200 м³/ч и максимальным напором 90 м (один рабочий, один резервный), насосы НС-1...НС-3 подлежат демонтажу.

Для подготовки подпиточной воды предусмотрена установка химводоподготовки в следующем составе:

- ХВО1 – установка водоочистная АКВАФЛОУ SA 112-570 производительностью до 5 м³/ч, предназначенная для удаления из воды катионов жесткости

(кальций, магний). Установка состоит из двух корпусов фильтров, общего блока управления и бака-солерастворителя. Бак-солерастворитель используется для автоматического приготовления раствора поваренной соли, предназначенного для проведения регенерации загрузки. В качестве загрузки используются сильнокислотные катионообменные смолы в Na-форме. Система умягчения работает в непрерывном режиме: один корпус в работе, другой в стадии регенерации или в режиме ожидания до окончания фильтроцикла первого корпуса. Работа установки полностью автоматизирована и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала. Во всех операциях процесса регенерации одного фильтра используется умягченная вода, вырабатываемая другим фильтром, находящимся в рабочем режиме. Система умягчения предусматривается на линии заполнения емкости Е-2. В емкости Е-2 будет храниться умягченная вода;

- ХВО2 – комплекс дозирования АКВАФЛОУ DC SP 61002 производительностью до 50 м³/ч, предназначенный для коррекционной обработки воды. Производительность комплекса дозирования принята исходя из характеристик, существующих подпиточных насосов Н-4.1, Н-9. Механизм противокоррозионного действия реагента включает в себя химическое связывание растворённого в воде кислорода, нейтрализацию свободной углекислоты, регулирование значения щелочности воды в пределах, вызывающих наименьшую скорость коррозии и образование защитной пленки на поверхности металла. Для осуществления пропорционального дозирования реагента в систему и поддержания постоянных концентраций используется дозирующий насос (поставляется в комплекте), работающий по импульсному сигналу от водосчетчика (поставляется в комплекте). Комплекс дозирования предусматривается на всасывающей линии подпиточных насосов Н-4.1, Н-9.

Требуемый расход подпиточной воды составляет $0,0025 \cdot 65 \cdot 9,145 = 1,49$ м³/ч (объем воды в системе определен исходя из 65 м³ на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки). Принятая производительность системы химводоподготовки обеспечивает минимально необходимый расход воды на подпитку. Отвод сточных вод от установки водоочистой АКВАФЛОУ SA 112-570 после регенерации фильтров предусматривается в емкость Е-4, из которой стоки откачиваются вакуумным насосом в автоцистерну и вывозятся на сжигание.

Качество подпиточной воды после системы химводоподготовки отвечает требованиям РД 24.031.120-91.

УКПГ-4

Существующая система теплоснабжения площадки УКПГ-4 включает в себя следующие источники тепла:

- установка подогрева теплоносителя (УПТ, поз. 9) с четырьмя печами ЦС-1 (П-1...П-4) теплопроизводительностью 4,65 МВт (4 Гкал/ч). В работе находятся четыре печи;
- утилизационные теплообменники УТ-9,2/150 в количестве пять штук мощностью 10,23 МВт (8,8 Гкал/ч) каждый, установленные на газоперекачивающих агрегатах ДКС 1 очереди;
- утилизационные теплообменники УТС-11/115 в количестве шесть штук мощностью 11 МВт (9,46 Гкал/ч) каждый, установленные на газоперекачивающих агрегатах ДКС 2 очереди.

Предусмотрены три варианта теплоснабжения объектов УКПГ и ДКС (1 и 2 очереди):

- теплоснабжение потребителей УКПГ и ДКС (1 и 2 очереди) от УПТ;
- теплоснабжение потребителей УКПГ и ДКС (1 и 2 очереди) от утилизационных теплообменников ДКС (1 и 2 очереди);
- теплоснабжение потребителей УКПГ и ДКС (1 и 2 очереди) от УПТ и утилизационных теплообменников ДКС (1 и 2 очереди).

Общая тепловая нагрузка по существующим потребителям составляет 18,33 МВт (проект «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции», ш. 08.012.3, положительное заключение ГГЭ № 022-12/ОГЭ-2429/02, № в реестре 00-1-4-0161-12).

Приготовление воды на нужды горячего водоснабжения (ГВС) осуществляется в пластинчатых теплообменниках, расположенных в тепловых узлах зданий. В летнее время для нужд ГВС используются электроводонагреватели.

Общая тепловая нагрузка при объединении УКПГ-2 и УКПГ-3, УКПГ-6 и УКПГ-7, УКПГ-1 и УКПГ-2 по потребителям УКПГ-4 не изменяется. Схема теплоснабжения потребителей тепла корректировке не подлежит.

В УПТ для подготовки подпиточной воды предусмотрена установка химводоподготовки в следующем составе:

- ХВО1 – установка водоочистная АКВАФЛОУ SA 112-570 производительностью до 5 м³/ч, предназначенная для удаления из воды катионов жесткости (кальций, магний). Установка состоит из двух корпусов фильтров, общего блока управления и бака-солерастворителя. Бак-солерастворитель используется для автоматического приготовления раствора поваренной соли, предназначенного для проведения регенерации загрузки. В качестве загрузки используются сильнокислотные катионообменные смолы в Na-форме. Система умягчения работает в непрерывном режиме: один корпус в работе, другой в стадии регенерации или в режиме ожидания до окончания фильтроцикла первого

корпуса. Работа установки полностью автоматизирована и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала. Во всех операциях процесса регенерации одного фильтра используется умягченная вода, вырабатываемая другим фильтром, находящимся в рабочем режиме. Система умягчения предусматривается на линии заполнения емкости Е-2. В емкости Е-2 будет храниться умягченная вода;

- ХВО2 – комплекс дозирования АКВАФЛОУ DC SP 62506 производительностью до 3 м³/ч, предназначенный для коррекционной обработки воды. Производительность комплекса дозирования принята исходя из характеристик, существующих подпиточных насосов Н2.1, Н2.2. Механизм противокоррозионного действия реагента включает в себя химическое связывание растворённого в воде кислорода, нейтрализацию свободной углекислоты, регулирование значения щелочности воды в пределах, вызывающих наименьшую скорость коррозии и образование защитной пленки на поверхности металла. Для осуществления пропорционального дозирования реагента в систему и поддержания постоянных концентраций используется дозирующий насос (поставляется в комплекте), работающий по импульсному сигналу от водосчетчика (поставляется в комплекте). Комплекс дозирования предусматривается на всасывающей линии подпиточных насосов Н2.1, Н2.2.

Требуемый расход подпиточной воды составляет $0,0025 \cdot 65 \cdot 18,33 = 2,98$ м³/ч (объем воды в системе определен исходя из 65 м³ на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки). Принятая производительность системы химводоподготовки обеспечивает минимально необходимый расход воды на подпитку. Отвод сточных вод от установки водоочистой АКВАФЛОУ SA 112-570 после регенерации фильтров предусматривается в емкость Е-4, из которой стоки откачиваются вакуумным насосом в автоцистерну и вывозятся на сжигание.

Качество подпиточной воды после системы химводоподготовки отвечает требованиям РД 24.031.120-91.

УППГ-7

Существующая система теплоснабжения площадки УППГ-7 включает в себя следующие источники тепла:

- установка подогрева теплоносителя (УПТ, поз. 83) с четырьмя печами ЦС-1 (П-1...П-4) теплопроизводительностью 4,65 МВт (4 Гкал/ч). В работе находятся четыре печи;
- утилизационные теплообменники УТС-8/115 в количестве пять штук мощностью 8,26 МВт (7,1 Гкал/ч) каждый, установленные на газоперекачивающих агрегатах ДКС 1 очереди;

- утилизационные теплообменники УТС-4/115 в количестве шесть штук мощностью 4 МВт (3,44 Гкал/ч) каждый, установленные на газоперекачивающих агрегатах ДКС 2 очереди.

Предусмотрены три варианта теплоснабжения объектов УКПГ и ДКС (1 и 2 очереди):

- теплоснабжение потребителей УКПГ и ДКС (1 и 2 очереди) от УПТ;
- теплоснабжение потребителей УКПГ и ДКС (1 и 2 очереди) от утилизационных теплообменников ДКС (1 и 2 очереди);
- теплоснабжение потребителей УКПГ и ДКС (1 и 2 очереди) от УПТ и утилизационных теплообменников ДКС (1 и 2 очереди).

Общая тепловая нагрузка по существующим потребителям составляет 15,37 МВт (проект «Реконструкция и техперевооружение объектов Ямбургского ГКМ. 2-й этап реконструкции», ш. 08.012.3, положительное заключение ГГЭ № 022-12/ОГЭ-2429/02, № в реестре 00-1-4-0161-12).

Приготовление воды на нужды горячего водоснабжения (ГВС) осуществляется в пластинчатых теплообменниках, расположенных в тепловых узлах зданий. В летнее время для нужд ГВС используются электроводонагреватели.

Общая тепловая нагрузка по потребителям УППГ-7 составляет 8,868 МВт.

В качестве источника теплоснабжения площадки УППГ-7 после реконструкции используется установка подогрева теплоносителя (поз. 83) с четырьмя печами ЦС-1 (П-1...П-4) теплопроизводительностью 4,65 МВт (4 Гкал/ч). В работе находятся две печи, две в резерве.

В связи с уменьшением тепловой нагрузки в УПТ предусматривается замена сетевых насосов СН-1, СН-4 марки 1Д315-71, на насосы 1Д200-90а производительностью 176 м³/ч и напором 74 м с электродвигателями мощностью 75 кВт (один рабочий, один резервный). Насосы СН-2/1, СН-2/2, СН-3/1, СН-3/2 подлежат демонтажу.

Для подготовки подпиточной воды предусмотрена установка химводоподготовки в следующем составе:

- ХВО1 – установка водоочистная АКВАФЛОУ SA 112-570 производительностью до 5 м³/ч, предназначенная для удаления из воды катионов жесткости (кальций, магний). Установка состоит из двух корпусов фильтров, общего блока управления и бака-солерастворителя. Бак-солерастворитель используется для автоматического приготовления раствора поваренной соли, предназначенного для проведения регенерации загрузки. В качестве загрузки используются сильнокислотные катионообменные смолы в Na-форме. Система умягчения работает в непрерывном режиме: один корпус в работе, другой в стадии регенерации или в режиме ожидания до окончания фильтроцикла первого корпуса. Работа установки полностью автоматизирована и не требует пост-

янного присутствия обслуживающего персонала. Во всех операциях процесса регенерации одного фильтра используется умягченная вода, вырабатываемая другим фильтром, находящимся в рабочем режиме. Система умягчения предусматривается на линии заполнения емкости Е-2. В емкости Е-2 будет храниться умягченная вода;

- ХВО2 – комплекс дозирования АКВАФЛОУ DC SP 64006 производительностью до 6,3 м³/ч, предназначенный для коррекционной обработки воды. Производительность комплекса дозирования принята исходя из характеристик, существующих подпиточных насосов НП-1, НП-2. Механизм противокоррозионного действия реагента включает в себя химическое связывание растворённого в воде кислорода, нейтрализацию свободной углекислоты, регулирование значения щелочности воды в пределах, вызывающих наименьшую скорость коррозии и образование защитной пленки на поверхности металла. Для осуществления пропорционального дозирования реагента в систему и поддержания постоянных концентраций используется дозирующий насос (поставляется в комплекте), работающий по импульсному сигналу от водосчетчика (поставляется в комплекте). Комплекс дозирования предусматривается на всасывающей линии подпиточных насосов НП-1, НП-2.

Отвод сточных вод от установки водоочистой АКВАФЛОУ SA 112-570 после регенерации фильтров предусматривается в емкость Е-4, из которой стоки откачиваются вакуумным насосом в автоцистерну и вывозятся на сжигание.

Тепловые сети

Система теплоснабжения двухтрубная, закрытая, с присоединением потребителей по зависимой схеме.

Трубопроводы тепловых сетей, паропроводы и трубопроводы возврата конденсата прокладываются надземно с учетом существующих инженерных коммуникаций на общих эстакадах совместно с сантехническими (водопровод и канализация) и технологическими трубопроводами на высоте не менее 1 м. В необходимом объеме предусмотрены новые надземные эстакады.

Трубопроводы тепловых сетей предусматриваются из труб стальных бесшовных горячедеформированных по ГОСТ 8732-78 из стали марки 09Г2С по ГОСТ 19281-2014. В качестве тепловой изоляции приняты маты из минеральной ваты прошивные типа МП (ССТ) марки 100 по ГОСТ 21880-2011 с покровным слоем из тонколистовой оцинкованной стали.

Антикоррозионное покрытие трубопроводов: грунт-эмаль СБЭ-111 «УНИПОЛ» марки АМ (два слоя по 80 мкм) или другие лакокрасочные покрытия с аналогичными характеристиками. Перед нанесением антикоррозионного покрытия трубопроводы должны быть очищены от грязи и ржавчины.

Вентиляция и кондиционирование

Во всех помещениях запроектированы приточно-вытяжные системы с механическим и естественным побуждением.

Системы вентиляции предназначены для исключения образования загазованности помещений, отвода тепла от работающего оборудования и продувки помещения при входе обслуживающего персонала.

Размещение оборудования систем вытяжной общеобменной и аварийной вентиляции предусматривается в обслуживаемых помещениях согласно СП 60.13330.2020 п. 7.9.

Выброс от систем аварийной вентиляции предусматривается через отдельные воздуховоды, не совмещенные с системой общеобменной вентиляции, через факельные выбросы для обеспечения эффективного рассеивания взрывоопасных смесей, с соблюдением требований п. 7.6, СП 60.13330.2020.

Вентиляционное оборудование при наружном размещении (крышные вентиляторы) принято в климатическом исполнении УХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

МКУ и подстанции представляют собой сертифицированные изделия полной заводской готовности. Оборудование систем отопления и вентиляции входит в комплект поставки.

Описание решений по системам вентиляции и кондиционирования приводится в разделе 1004023ПД/04-ИОС4.1 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети».

2.5 Основные решения по организации строительства

Для выполнения монтажных и специальных строительных работ Генподрядчик привлекает специализированные строительно-монтажные организации на правах субподряда. Подрядная организация, выполняющая строительство проектируемого объекта будет определена на основании тендерных торгов.

Проектом предусматривается вахтовый метод работ и организуются в режиме 60×30 дней работы и отдыха для непрерывного производства. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируется графиком работы на вахте, который разрабатывается генподрядной организацией и утверждается руководством строительной организации. Режим работы устанавливается каждым подрядчиком самостоятельно для своих подразделений (бригад) исходя из условий строительства и обеспечения установленных сроков окончания работ. Проектом предусмотрен односменный режим – 10 часов при шестидневной рабочей неделе.

Временное проживание строительных кадров предусмотрено во временном вахтовом жилом городке строителей (ВЖГС), расположенном вблизи реконструируемых объектов УКПГ-3 с учетом минимально-допустимых расстояний от действующих объектов промысла.

Для обеспечения строительства материально-техническими ресурсами предполагается устройство приобъектной базы подрядчика (ПБ), размещаемой вблизи ВЖГС.

На период строительства доставка вахтовых рабочих на вахту будет осуществляться ж.д. транспортом до г. Новый Уренгой, от г. Н. Уренгоя до ВЖГС доставка предполагается вахтовыми автобусами. Ежедневная возка рабочих от вахтовых поселков до места производства работ осуществляется вахтовыми автобусами.

На участках производства работ расстояние от рабочих мест до устройств питьевого водоснабжения должно приниматься не более 75 м, до уборных и помещений для обогрева не более 150 м. Режим внутрисменного труда и отдыха должен быть организован в соответствии с МР 2.2.7.2129-06. Температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21-25°C. Помещение оборудовать устройствами, температура которых не должна быть выше 40°C (35 - 40 °C), для обогрева кистей и стоп. Необходимо иметь питьевые установки в гардеробных, пунктах питания, здравпунктах, в местах отдыха работников. Температура воды для питьевых целей должна быть не ниже 8 °C и не выше 20 °C.

Все временные здания и сооружения Подрядчика должны отвечать требованиям пожарной безопасности и санитарно-гигиеническим правилам, и нормам, распространяемым на бытовые, производственные, административные и жилые здания и сооружения (СП 44.13330.2011, СП_30.13330.2016, СП 30.13330.2020, СН 276-74).

Рабочие обеспечиваются 3-х разовым горячим питанием.

Медицинское обслуживание строителей – в медицинских пунктах в ВЖГС и в медучреждениях п. Ямбург. Участки производства работ обеспечиваются аптечками.

Транспортировка оборудования, материалов, изделий и конструкций, необходимых для осуществления строительства объекта осуществляется силами централизованного поставщика, контрагентом, определенным в результате проведения конкурентных закупок в соответствии с действующими нормами и требованиями ПАО «Газпром» наиболее оптимальным способом.

В соответствии с директивными сроками поставки МКУ 50% МКУ доставляется с участием водного транспорта, 50% МКУ сухопутным транспортом.

Оборудование Заказчика (50% МКУ) поступает железнодорожным транспортом на ст. Лабитнанги и подается в ж.д. тупик на территорию базы ОАО «Салехардский речной порт», где выгружается на прирельсовую площадку и складировается. Заказчиком осуществляется входной контроль поступивших МТР. Заказчик осуществляет временное хранение оборудования на территории порта на договорной основе. Средний срок хранения в межнавигационный период составляет до 14 дней. Далее в период летней навигации оборудование перегружается на баржу и доставляется на причал п. Ямбург, где перегружается на автотранспорт Заказчика и перевозится на базу БПТОиК, где выгружается, складировается и хранится. По мере необходимости оборудование грузится на транспорт Заказчика и перевозится к месту монтажных работ, где передается Подрядчику в монтаж.

Остальные 50 % МКУ поступает железнодорожным транспортом в ж.д. тупик ст. Коротчаево, где осуществляется перевалка на автотранспорт Заказчика и перевозится на базу

БПТОиК п. Ямбург, где выгружается, складировается и хранится. По мере необходимости оборудование грузится на транспорт Заказчика и перевозится к месту монтажных работ, где передается Подрядчику в монтаж.

Труба, металлоконструкции поступают ж.д. транспортом на ст. Лабитнанги и подается в ж.д. тупик на территорию базы ОАО «Салехардский речной порт», где выгружается на прирельсовую площадку и складировается. Средний срок хранения в межнавигационный период составляет до 14 дней. С открытием летней навигации грузится на баржи и буксируется на причал п. Ямбург, где перегружается на автотранспорт Подрядчика и перевозится на базу Подрядчика по существующим дорогам, где выгружается, складировается и хранится.

Транспортировка трубы, на линейную часть непосредственно к месту производства работ будет осуществляться с базы Подрядчика в зимний период по существующим а.д. и временным вдольтрассовым проездам.

Щебень поступает заблаговременно, в период летней навигации, речным транспортом на причал п. Ямбург, где перегружается на автотранспорт Подрядчика и перевозится на накопительную площадку на территории базы Подрядчика, где складировается и хранится. Далее доставка щебня осуществляется по существующим автодорогам с а.б. покрытием ООО «Газпром добыча Ямбург» и временному автозимнику.

Доставка песка (мелкого) осуществляется с гидронамывных карьеров ООО «Сибюгстрой» №2, расположенного возле УКПГ-6 и гидронамывного карьера ЗАО «Сибюгстрой» №8 расположенного возле УКПГ-2. Транспортировка осуществляется автосамосвалами Подрядчика на объекты строительства, по существующим автодорогам с а.б. покрытием ООО «Газпром добыча Ямбург» и временному автозимнику.

Доставка торфа осуществляется из карьера №42 ООО «СеверЭнерго» расположенного возле п.Коротчаево. Транспортировка осуществляется автосамосвалами Подрядчика на объекты строительства, по существующим автодорогам с а.б. покрытием ООО «Газпром добыча Ямбург» и временному автозимнику.

Доставка песка строительного (среднего), для приготовления растворов на РБУ, предусмотрена заблаговременно, в период летней навигации, речным транспортом на причал п. Ямбург, где перегружается на автотранспорт и перевозится на накопительную площадку Подрядчика, где складировается и хранится.

Бетон и растворы, приготовленные на РБУ, расположенный на производственной базе Подрядчика доставляются к месту производства работ автомиксером по временному автозимнику.

Ж/Б конструкции, поступают ж/д транспортом на ст. Лабитнанги и подается в тупик на территорию базы ОАО «Салехардский речной порт», где выгружается на прирельсовую площадку и складировается. С открытием летней навигации грузится на баржи и буксируется на причал п. Ямбург, где перегружается на автотранспорт Подрядчика и перевозится на накопитель-

ную площадку Подрядчика, где складировается и храниться. Далее доставка осуществляется по существующим автодорогам с а.б. покрытием ООО «Газпром добыча Ямбург» и временному автозимнику.

Транспортировка всех грузов для строительства объекта ведется по ведомственным автодорогам ООО «Газпром добыча Уренгой» и ведомственным автодорогам ООО «Газпром добыча Ямбург».

На основании исходных данных ООО «Газпром добыча Ямбург» демонтируемое оборудование, трубы и металлолом принимается на Базе Заказчика (БХиР МТР филиала УМТСиК в п. Ямбург).

Бытовые отходы, строительный мусор вывозятся на действующий полигон расположенный в непосредственной близости от г. Новый Уренгой.

Обеспечение ВЖГС и участков производства работ водой для хозяйственно-питьевых нужд предполагается привозной водой из сетей п. Ямбург.

Сточные воды транспортируются на действующие КОС-4500 ООО «Газпром добыча Ямбург», расположенные в непосредственной близости от п. Ямбург.

Обеспечение электроэнергией ВЖГС, БП, участка производства работ – от передвижных дизельных электростанций.

Для пожаротушения участки производства работ и временные сооружения снабжаются первичными средствами пожаротушения.

Заправку техники производить топливозаправщиком на специальной площадке с твердым покрытием. Степень заполнения цистерны топливозаправщика для заправки строительной техники дизельным топливом, с учетом пункта 4 ГОСТ 33666-2015 составляет 95%.

Площадку заправки техники следует организовать на территории базы подрядчика на расстоянии не менее 30 м от площадки стоянки техники, а так же не менее 50 м от бытовых, административных и складских помещений. Площадка для заправки строительной техники имеет размеры 12м x 12,3 м, полезная площадь составляет 83 м², высота отбортовки из существующего грунта составляет 1м. Схема устройства площадки заправки техники представлена в Приложении 1 раздела ПОС.

Организационно-технологическая схема работ включает подготовительный период и период проведения основных строительного-монтажных работ.

К работам подготовительного периода относятся:

- регистрация начала строительства в территориальном органе Ростехнадзора;
- отвод территории для строительства проектируемых сооружений и коммуникаций, и размещения временного строительного хозяйства;
- извещение службы технического надзора заказчика о времени готовности подрядчика к реализации целей проекта с предоставлением графика производства работ (продолжительность рабочего дня, работа в выходные дни и т. д.);

- проверка наличия основных реперов, и установка временных на период строительства;
- выполнение контрольной нивелировки основных, и привязка к ним временных реперов;
- получение «Разрешения на производство работ в охранной зоне трубопровода»;
- оформление «Ордера на право производства работ в охранной зоне инженерных коммуникаций»;
- подготовка и оформление наряд-допусков на производство работ повышенной опасности;
- уведомление Госпожнадзора и землепользователей о начале и сроках проведения работ;
- оповещаются подразделения противопожарной службы;
- уточнение и закрепление на местности существующих подземных коммуникаций;
- обследование дорог для выяснения возможности перебазирования машин и механизмов и, при необходимости, их ремонт;
- доставка строительной техники, оборудования и строительных материалов к месту производства работ;
- организация временного строительного хозяйства, решение вопросов быта рабочих;
- создание системы диспетчерской связи;
- обеспечение строительных участков и временных сооружений средствами первичного пожаротушения;
- очистка зоны работ от снега.

Работы по строительству линейных объектов (трубопроводы, ВЛ, дороги) будут проводиться в зимний период. Для минимизации воздействия на мохово-растительный покров, движение техники будет вестись по уплотненному снежному покрову.

Работы по отсыпке насыпи выполняются исключительно в зимний период после промораживания слоя сезонного оттаивания.

К работам основного периода относятся:

- земляные работы (отсыпка насыпи куста скважин под МКУ, укрепление откосов насыпи, планировка площадки под МКУ, устройство оснований под внутриплощадочный проезд, устройство насыпи подъездной дороги к площадке МКУ, укрепление откосов насыпи подъездной дороги);
- бетонные работы (сооружение свайных фундаментов);

- монтажные работы (монтаж сборных железобетонных и металлических конструкций, опор, трубопроводов, блочно-модульных зданий, кабелей, сетей водоснабжения и водоотведения);
- сварочные работы;
- изоляционные работы;
- испытания на прочность, плотность и герметичность технологических трубопроводов.

Номенклатура и объемы работ уточняются в «Проекте производства работ».

Обязанности подрядной организации

В соответствии с Разделом 18 СТО Газпром 2-2.2-382-2009 Подрядчик обязан:

- соблюдать правила противопожарной безопасности, охраны окружающей среды. Выполнить в полном объеме работы по технической и биологической рекультивации земель, передать их землепользователям, землевладельцам и арендаторам и представить комиссии по приемке Объекта в эксплуатацию оформленные в установленном порядке акты приемки-передачи рекультивированных земель;
- соблюдать требования законодательства Российской Федерации в области охраны окружающей среды, и принимать на себя обязательства Политики Заказчика в области качества, охраны окружающей среды, охраны труда и промышленной безопасности. Самостоятельно осуществлять природоохранную деятельность, разрабатывать природоохранные нормативы, получать Решения о предоставлении водных объектов в пользование и осуществлять взаимодействие с государственными надзорными органами. В случае отсутствия у Подрядчика природоохранных нормативов производить расчет платы за негативное воздействие как за сверхлимитное воздействие на окружающую среду с последующим перечислением суммы платы в территориальное отделение Департамента Росприроднадзора и предоставлять в филиал Эксплуатирующей организации, на территории которого выполняются работы, копии за пользование природными ресурсами в государственную статистическую службу;
- самостоятельно разрабатывать и выполнять программу мероприятий по охране окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов, в соответствии с предусмотренными проектными решениями на проводимые работы и по требованию Эксплуатирующей организации Подрядчик предоставляет в филиал Эксплуатирующей организации отчет о выполнении мероприятий;

- подрядчик становится собственником строительных отходов, образующихся при проведении предусмотренных работ, с момента их образования и самостоятельно производит заключение договоров на вывоз, утилизацию, обезвреживание, размещение отходов с лицензированными организациям и по требованию Эксплуатирующей организации предоставляет в филиал Эксплуатирующей организации подтверждающие документы;
- подрядчик осуществляет компенсационные мероприятия по восстановлению водных биологических ресурсов.

3 Описание альтернативных вариантов достижения цели намечаемой хозяйственной и иной деятельности

При принятии решения о реконструкции объекта рассматривалось два варианта:

Вариант 1 – проведение реконструкции, которое включает строительство модульных компрессорных установок (МКУ) на кустах газовых скважин и объединение УКПГ Ямбургского НГКМ;

Необходимость в строительстве МКУ на кустах газовых скважин и объединение промыслов вызвано падением устьевого давления и сохранением заданных отборов газа с обеспечением входного давления на ГПА для работы ДКС УКПГ Ямбургского НГКМ.

Ввод МКУ на кустах газовых скважин и объединение газовых промыслов позволит поддерживать работоспособность ДКС и подлить сроки разработки месторождения.

Таким образом, реконструкция рассматриваемого объекта позволит обеспечить наиболее полное извлечение углеводородов из сеноманской залежи Ямбургского НГКМ, экономно расходовать материальные, топливно-энергетические и трудовые ресурсы в целом.

Вариант 2 – «нулевой вариант» (отказ от намечаемой деятельности).

«Нулевой вариант» – отказ от проведения работ исключит возможные отрицательные воздействия на окружающую природную среду от реализации намечаемой хозяйственной деятельности, однако данный вариант не может быть принят в силу необходимости строительства МКУ на КГС, вызванной падением устьевого давления и поддержания работы ДКС в нормальном режиме.

Учитывая вышеизложенное, принято решение о реконструкции газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ.

4 Описание возможных видов воздействия на окружающую среду намечаемой хозяйственной и иной деятельности по альтернативным вариантам

Анализ хозяйственной деятельности промышленных производств выявил следующие возможные неблагоприятные факторы, распространяющиеся на большие расстояния:

- химическое загрязнение атмосферы;
- физическое загрязнение (шумы и вибрации, электрическое поле, электромагнитные излучения, радиоактивность);
- загрязнение водных объектов;
- воздействие при размещении отходов производства и потребления;
- нарушение ландшафта и его компонентов.

Влияние рассматриваемого объекта на окружающую среду возможно как при его эксплуатации, так и при производстве работ по строительству вспомогательных объектов. Однако это влияние носит различный характер.

В ходе строительных работ имеют место воздействия на все компоненты окружающей среды, которые выражаются в нарушении почвенного покрова, вырубке зеленых насаждений, в выбросах загрязняющих веществ в атмосферу, в загрязнении и истощении водной среды, в разрушении в полосе строительства растительных сообществ, в привнесении фактора беспокойства животному миру, а также в образовании отходов производства и потребления.

Воздействие проявляется при производстве строительного-монтажных работ и при эксплуатации объекта на атмосферный воздух, водные ресурсы, земельные ресурсы, почвы, растительный и животный мир. На другие составляющие окружающей среды влияние незначительно.

По характеру контакта с окружающей средой источники подразделяются на:

- источники воздействия на атмосферный воздух;
- источники воздействия на поверхностные воды;
- источники воздействия на почвы (грунты) и подземные воды;
- источники воздействия на флору и фауну.

В пространственном отношении источники загрязнения окружающей среды подразделяются на точечные, площадные и линейные. Последние, как правило, включают различные транспортные, инженерные коммуникации, другие объекты большой протяженности (трубопроводы, дороги).

Во временном отношении выделяются постоянно действующие долговременные источники воздействия (на весь период эксплуатации) и краткосрочные, как правило, характерные для периода проведения строительного-монтажных работ, а также залповые новые выбросы, имеющие место при эксплуатации объекта.

Следует подчеркнуть различную степень опасности вышеперечисленных техногенных источников и их воздействий на компоненты природной среды при безаварийной деятельности и в случае развития аварийных ситуаций.

При безаварийной реализации намечаемой деятельности основная часть техногенных источников работает в проектном режиме, и образуемые при этом выбросы, сбросы и размещение отходов соответствуют нормативным пределам.

При аварийных ситуациях пространственные масштабы влияния негативных факторов на ОС могут изменяться в широких диапазонах, особенно на атмосферный воздух.

Анализ перечисленных выше техногенных источников, их последствий позволяет оценить состав и объем природоохранных проблем, связанных с реализацией намечаемой деятельности, сформулировать первоочередные задачи по минимизации возможных ущербов.

В дальнейшем более детально рассмотрены виды воздействий, применительно к каждому компоненту природной среды, а именно: воздушный бассейн, водная среда, отходы, земельные ресурсы, растительность и животный мир.

5 Описание окружающей среды, которая может быть затронута намечаемой хозяйственной и иной деятельностью в результате ее реализации (по альтернативным вариантам)

Раздел подготовлен на основании данных тома 1004023ПД/04-ИЭИ «Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий», и содержит основные выводы и заключения. Более подробная информация приводится в техническом отчете по инженерно-экологическим изысканиям.

5.1.1 Климатическая характеристика и состояние атмосферного воздуха

В соответствии с п. 5.4.10 Положения о Федеральной службе по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 23.07.2004 № 372 (в действующей редакции), сведения о климатических характеристиках, необходимых для проектирования, были запрошены в структурном подразделении Росгидромета – федеральном государственном бюджетном учреждении «Обь-Иртышское УГМС». Климатическая характеристика по метеостанции «Тазовский» представлена в Приложении В.

Характеристики за многолетний период наблюдений по метеорологической станции Тазовский (1932-2019):

1. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца, июля: +18,7°С
2. Средняя температура воздуха самого холодного месяца, февраля: -26,3°С
3. Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5%: 14 м/с
4. Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра приведена в таблице 2.3.

Таблица 5.1 Повторяемость (%) направлений ветра и штилей за год

Направление ветра								Штиль
С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	
15,7	6,3	9,4	12,1	17,8	12,2	16,6	9,9	3,1

5. Коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы А:180

6. Коэффициент рельефа местности равен 1.

По данным МС Тазовский скорости ветра ниже, среднегодовая и летняя температуры выше, в сравнении с данными по МС Ныда и МС Новый Порт, представленными в отчете по результатам инженерно-метеорологических изысканий, что создает наихудшие условия для рассеивания загрязняющих веществ. Поэтому для расчета рассеивания принята климатическая характеристика по МС Тазовский.

По предоставленным расчетным данным (Приложение А тома 1004023ПД/04), фоновые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на территории Ямбургского НГКМ, рассчитанные в соответствии с РД 52.04.186-89 и Временными рекомендациями «Фоно-

вые концентрации вредных (загрязняющих) веществ для городских и сельских поселений, где отсутствуют регулярные наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха на период 2019-2023 гг.», приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 Значения фоновых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе исследуемой территории

Примесь	Единицы измерения	Фоновые концентрации	ПДК максимально разовая, мг/м ³
Диоксид азота	мг/м ³	0,055	0,2
Оксид азота	мг/м ³	0,038	0,4
Диоксид серы	мг/м ³	0,018	0,5
Оксид углерода	мг/м ³	1,8	5
Пыль (взвешенные вещества)	мг/м ³	0,199	0,5
Бенз(а)пирен	нг/м ³	1,5	-

Согласно данным таблицы 5.2 расчетные концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на территории работ не превышают значений максимально разовой ПДК.

5.1.2 Геоморфология и рельеф

Основные черты орографии территории проектируемого объекта определяются аккумулятивно-абразионной деятельностью приполярного средне-верхнеплейстоценового морского бассейна на фоне территориально дифференцированных, преимущественно положительных, тектонических движений.

В структурно-геоморфологическом отношении – это часть Ненецкого района развития морских террас с участками денудационной поверхности, «сводоводное поднятие», а при более дробном делении – западная часть Пойловыхской заболоченной равнины, совпадающей, в основном, с синклиальной зоной погружения и региональным разломом в её центральной части (Воскресенский, 2001).

Согласно геоморфологическому районированию изыскиваемые объекты приурочены к третьей аллювиально-морской террасе и пойменным террасам рек Пойловыха, Нгарка-Поелаваяха, Собетьяха.

Рельеф морских уровней наиболее древний и широко развит. Он занимает более 80% территории исследования и является водораздельной поверхностью с абсолютными отметками 20,8 – 36,4 м.

На наиболее древних геоморфологических уровнях сформировались комплексы мезоформ и микроформ рельефа: пологоволнистый приречный, озёрно-болотный и хасырейный.

Наибольшие площади занимает пологоволнистый приречный рельеф, осложненный микрозападинами, небольшими буграми пучения. Озерно-болотный рельеф занимает большие участки, характеризующиеся неравномерным дренированием, часто с сочетанием кочкарного микрорельефа и небольших мочажин.

Наиболее низкие отметки поверхности (до 10 – 15 м) характерны для молодых уровней, которые развиты по долинам рек.

Рельеф исследуемых площадок пологоволнистый, характеризуется незначительным перепадом абсолютных высот.

Поверхность площадок изменена микрорельефом техногенного происхождения, она спланирована и осложнена насыпями, местами техногенно подтоплена и заболочена, кое-где наблюдаются различные рытвины, ямки.

5.1.3 Гидрография

Равнинная поверхность района работ интенсивно расчленена долинами рек, ручьев и временных водотоков. Наиболее крупными реками в районе работ являются реки Пойловояха, Нгарка-Пойловояха, Собетьяха.

Важной гидрологической особенностью территории является замедленный поверхностный сток и слабый естественный дренаж грунтовых вод, что связано с плоским рельефом и малым врезом речных долин. Это послужило причиной широкого распространения болот и озёр.

Территория, в пределах которой расположены проектируемые объекты, охватывает бассейны рек, впадающих в Тазовскую губу, большей частью относящиеся к бассейну р. Пойловояха. Овражная сеть развита средне и в основном приурочена к склонам долин, ступенчатым границам геоморфологических уровней, бортам хасыреев.

Водотоки района изысканий с площадью водосбора <30 км² ежегодно перемерзают. Круглогодичный сток наблюдается на следующих пересекаемых реках: Нижняя Паюяха, Верхняя Паюяха, Собетьяха, Елнгояха и Пойловояха.

Река Нижняя Паюяха, пересекаемая трассами: газопровода-шлейфа КГС №305, ВЛ-10 кВ УКПГ-3 - К-305, ВЛ-10 кВ УКПГ-2-К-310, ВЛ-10 ПС-6/10 кВ УКПГ-3-К-317, газопровода-шлейфа КГС №315, трасса газопровода-шлейфа КГС №312, ВЛ-10 кВ УКПГ-3 – К-316.

Впадает в р. Собетьяха с правого берега. Общая длина водотока 31 км, общая площадь водосбора 99 км². Река берет начало из внутриводораздельного озера. Водосбор сильно заболочен и заозерен, в большей степени в левой части – на водоразделе с р. Верхняя Паюяха. Долина в рельефе выражена слабо, шириной около 250 м. Пойма двусторонняя, заросшая мхом, травянистой растительностью, встречается низкий кустарник. Ширина поймы 45-50 м у КГС №305, к устью расширяется до 150-160 м. Русло с побочными. Дно песчаное. Берега пологие, песчаные.

Река Верхняя Паюяха, пересекаемая трассами: ВЛ-10 кВ УКПГ-3-К-308, газопровода-коллектора подключения УКПГ-3 (1 нитка) от кранового узла №303 до площадки УКПГ-3, коллектор ГО УКПГ-3.

Впадает в р. Собетьяха с правого берега. Общая длина водотока 25 км, общая площадь водосбора 50 км². Водосбор почти полностью заболочен и сильно заозерен. Долина в рельефе не выражена. Пойма двусторонняя, узкая, около 100 м шириной. Дно и берега песчаные, с тра-

вянистой растительностью, реже с низкими кустарниками. Русло на каждом из участков изысканий относительно прямолинейное, с побочными.

Река Неляко-Собетьяхатарка, пересекаемая трассами: ВЛ-35 кВ УКПГ-1-УКПГ-2, газопровода-перемычки от кранового узла 201 до кранового узла 2Б1 УКПГ-2, газопровода-коллектора подключения УКПГ-2 (1 нитка).

Впадает в р. Тангелахарвута с левого берега. Общая длина реки 13 км, общая площадь водосбора 27 км². Долина в рельефе не выражена. Водосбор заболочен, с большим количеством микроозерков. Пойма узкая, до 20 м шириной, покрытая травянистой растительностью и низким кустарником. Берега песчаные, пологие, растительный покров почти отсутствует. Русло песчаное, с побочными.

Река Тангелахарвута, пересекаемая трассой ВЛ-35 кВ УКПГ-1-УКПГ-2, впадает в р. Собетьяха с правого берега. Общая длина реки 47 км, общая площадь водосбора 158 км². Долина в рельефе выражена неясно, шириной 600-700 м. Пойма двусторонняя, узкая, шириной 55-60 м. Берега крутые, песчаные, густо заросшие травянистой растительностью и низким кустарником. Русло на участке изысканий относительно прямолинейное, песчаное.

Река Елнгояха, пересекаемая трассами: газопровода-шлейфа КГС №714 (до точки подключения шлейфа КГС №720), газопровода-шлейфа КГС №718.

Впадает в р. Пойловояха с левого берега. Общая длина реки 24 км, общая площадь водосбора 96.5 км². Долина в рельефе не выражена. Пойма двусторонняя, узкая, 40-45 м шириной. Берега крутые – высотой 0,5-0,7 м, сложены песком, сильно заросшие травянистой и кустарниковой растительностью. Русло на участке изысканий извилистое, песчаное, врезанное. Ширина реки 1.1-1.8 м, глубина 0.9-1.4. В период проведения полевых работ 01.VIII урез на пересечении с трассой газопровода-шлейфа КГС №714 составил 14.07 м БС, с трассой газопровода-шлейфа КГС №718 – 10.57 м БС.

Река Пойловояха, пересекаемая трассой газопровода-шлейфа КГС №718, впадает в Тазовскую губу Карского моря. Образуется слиянием рек Нгарка-Пойловояха и Неляко-Пойловояха. Общая длина реки после слияния 190 км, общая площадь водосбора 4700 км². Долина ящикообразная, шириной 10-12 км. Пойма широкая, двусторонняя, шириной 3,5-4 км, с многочисленными заболоченными понижениями, протоками и пойменными озерами. Помимо характерной травянистой и кустарниковой растительности встречаются низкорослые хвойные. Русло и берега песчаные. Русло на участке изысканий прямое, глубиной 1.5 м и шириной 42.89 м. Правый берег пологий, левый обрывистый, высотой 2-2.5 м. В период проведения полевых работ 01.VIII урез составил 8.44 м БС.

р. Собетьяхатарка, пересекаемая трассами: газопровода-шлейфа КГС №418, ВЛ-10 кВ УКПГ-4 - К-415.

Впадает в р. Собетьяха с левого берега. Общая длина реки 17 км, общая площадь водосбора 51 км². Водосбор сильно заболочен и заозерен. Долина в рельефе выражена неясно, шириной до 100 м в верхней части водосбора. Пойма узкая, около 44-46 м в районе створов пересечения. Берега крутые, песчаные, заросшие травянистой растительностью и низким кустарником. Русло на участке изысканий извилистое, песчаное, шириной 5 м и глубиной 0.5-0.6 м. Урез на момент проведения полевых работ 01.VIII составил в створе трассы газопровода-шлейфа КГС №418 36.44 м БС, в створе ВЛ-10 кВ УКПГ-4 - К-415 – 32.68 м БС.

Река Собетьяха, пересекаемая трассами: ВЛ-10 кВ УКПГ-4 - К-421, ВЛ-10 кВ УКПГ-3-К-308.

Впадает в р. Пойловояха с левого берега. Общая длина реки 75 км, общая площадь водосбора 630 км². Водосбор сильно заболочен и заозерен. Долина в рельефе выражена неясно, шириной до 500-700 м. Пойма двусторонняя, шириной 250-300 м, занятая травянистой растительностью и низкими кустарниками. Берега песчаные, пологие, растительность почти отсутствует. Русло песчаное, с побочнями, на участке изысканий прямолинейное. На момент проведения полевых работ 01.VIII в створе пересечения с трассой ВЛ-10 кВ УКПГ-4 - К-421 урез составил 22.82 м БС, глубина водотока 1.0 м, ширина – 6,72 м; в створе пересечения с трассой ВЛ-10 кВ УКПГ-3-К-308 урез составил 18.89 м БС, глубина 0.2 м, ширина 26.71 м.

Водосборы малых водотоков района изысканий почти полностью заболочены и значительно заозерены. Часто такие водотоки являются внутриболотными ручьями, не имеют выраженных долин и пойм. Берега таких водотоков умеренно крутые, сильно заросшие тундровой травянистой и кустарничковой растительностью.

5.1.4 Геологическое строение

В тектоническом строении района исследований принимают участие три структурно-тектонических этажа: нижний – палеозойский фундамент, промежуточный и верхний – мезозойско-кайнозойский платформенный чехол.

Согласно тектоническому районированию Ямбургское месторождение приурочено к крупному Ямбургскому мегавалу. Мегавал вытянут в северо-восточном направлении, и его общая длина составляет 150 км, максимальная ширина - 65 км. Мегавал граничит на севере и западе с Северо-Ямбургским мегапрогибом, на востоке – с Восточно-Ямбургской седловиной, Хаддугтейским мегапрогибом, на юге – Харвутинской и Западно-Песцовой седловинами.

В пределах Ямбургского мегавала выделяются Ямбургское куполовидное поднятие и Харвутинский вал. Ямбургское куполовидное поднятие осложняют Мало-Ямбургское, Ямбургское, Хосырейское поднятия.

В структурно-тектоническом отношении исследуемый район относится к области со спокойным, преимущественно, моноклиналильным залеганием пород.

Согласно схеме инженерно-геологического районирования Западно-Сибирской плиты, изучаемая территория относится к структуре второго порядка – Тазовской области, области развития аккумулятивных равнин, сложенных современными и верхнечетвертичными аллювиально-морскими и морскими отложениями лайд и морских террас ($am\ IV$, $am_1\ III-IV$, $am_2\ II$, $am_3\ III$ и $m_4\ III$) и современными аллювиальными отложениями: пойменных террас, речных пляжей и кос ($al\ IV$). На всех геоморфологических уровнях с поверхности могут быть распространены озерно-болотные отложения ($b\ IV$), представленные торфами мощностью 0,5 – 4,0 м, а в пределах озёрных котловин и хасыреев, как правило, локализованы маломощные заиленные суглинки или глины. Склоны, выработанные процессами комплексной денудации, представлены современными или верхнечетвертичными солифлюкционными, делювиально-пролювиальными образованиями (s , $dp\ III-IV$).

Отложения II и III аллювиально-морских террас представлены различными по дисперсности грунтами: от песков пылеватых до глин, в целом, преобладают пески мелких и пылеватых фракций, пески средней крупности и более грубого состава развиты в виде небольших прослоев. Голоценовые аллювиальные отложения пойм отличаются песчаным составом, на отдельных участках в разрезе вскрываются прослой суглинков и супесей.

Как аллювиально-морские, так и аллювиальные отложения характеризуются наличием включений органических остатков и примесей торфа, участками до слабой заторфованности, в супесчаных и суглинистых грунтах наблюдаются прослойки и линзы льда.

Непосредственно разрез изыскиваемых объектов на изученную глубину 15,0-25,0 м представлен верхнечетвертичными аллювиально-морскими отложениями II или III морских террас, современными аллювиальными отложениями пойм и озерно-болотными образованиями. С поверхности природные грунтовые отложения участками перекрыты почвенно-растительным слоем (ПРС) ($sol\ IV$) или насыпным грунтом ($t\ IV$). Техногенные грунты представлены преимущественно песком мелким твердомерзлым и были выделены в инженерно-геологический слой.

Аллювиально-морские и озерно-аллювиальные отложения ($am, la_2\ III$) третьей террасы представлены: супесями, суглинками, но в большей степени песками пылеватыми и мелкими местами с прослоями и присыпками песка средней крупности. Отложения серые, желтовато-серые, диагонально - и косослоистые, неоднородные по литологическому составу, так как наблюдается наличие песчаных прослоев в суглинках и суглинисто-супесчаных прослоев в песках.

Голоценовые биогенные отложения ($b\ IV$) представлены торфом разной степени разложения мощностью до 2,0 м;

Голоценовые техногенные образования ($t\ IV$) слагают насыпи дорог и трубопроводов, а также площадки жилых и производственных объектов.

5.1.5 Гидрогеологические условия

Территория Ямбургского НГКМ расположена на территории северной группы бассейнов первого гидрогеологического комплекса верхнего гидрогеологического этажа Западно-

Сибирского артезианского мегабассейна. Гидрогеологические особенности рассматриваемой территории во многом обусловлены, а иногда и полностью определяются существующими мерзлотными условиями. В связи с этим здесь можно выделить следующие основные типы подземных вод: надмерзлотные, межмерзлотные, подмерзлотные и воды таликовых зон. Непосредственно в сфере влияния изыскиваемых инженерных сооружений могут находиться надмерзлотные воды и воды таликовых зон, однако они не были вскрыты скважинами в разрезе исследуемых участков во время проведения полевых работ

Район работ относится:

- к подтопленным районам в естественных условиях (I-A-2) – сезонно (ежегодно) подтапливаемые;
- к потенциально подтопляемым районам в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-B₁-1) – медленное повышение уровня грунтовых вод с прогнозируемым подтоплением.

Основной причиной возможного подъема уровня грунтовых вод следует считать инфильтрацию интенсивных атмосферных осадков в весенне-осенний период, недостаточно организованный поверхностный сток и техногенные утечки из подземных водонесущих коммуникаций.

Следует также учитывать, что в связи с техногенным освоением территории (реконструкция существующих и возведение новых зданий и сооружений) при заглублении фундаментов ниже УГВ следует прогнозировать возможную перестройку, сложившегося на данной территории гидрогеологического режима (подтопление фундаментов, повышение УГВ, перераспределение потока грунтовых вод и т.п.).

5.1.6 Геокриологические условия

Изучаемая территория согласно карте распространения многолетнемерзлых грунтов и их среднегодовой температуры на территории России относится к области сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов.

Согласно «Карте геокриологического районирования Западно-Сибирской равнины по верхнему горизонту мерзлой толщи» М 1:1 500 000 участок изысканий расположен в пределах зоны сплошного распространения многолетнемерзлых пород на территории Западно-Тазовской геокриологической области.

Многолетнемерзлые грунты были вскрыты во всех скважинах пробуренных на данном объекте.

Многолетнемерзлая грунтовая толща сливающегося типа; по динамике температурного режима грунтов в годовом цикле в исследуемом разрезе выделяются: слой сезонного оттаивания (промерзания) и многолетнемёрзлая толща.

Вскрытые мерзлые грунты характеризуются массивной, слоистой и атакситовой криогенными текстурами. Для песков характерна массивная криогенная текстура. Супеси и суглинки имеют слоистую криогенную текстуру, для торфа характерна атакситовая криотекстура.

Сезонное оттаивание грунтов начинается в конце мая – начале июня и заканчивается в сентябре – октябре месяце. Наиболее интенсивно процесс сезонного оттаивания для любых литологических разновидностей происходит в июне и июле, на этот период приходится от 21 до 100 % от всего объема оттаивания, причем наиболее интенсивно оттаивают породы в естественных условиях. На трансформированных территориях, сложенных техногенными грунтами, интенсивность ССО достигает 90 % только на конец летнего периода. Ближе к концу августа - началу сентября интенсивность сезонного оттаивания является минимальной и сводится почти к нулю. Максимальные глубины сезонного оттаивания характерны для песчаных пород, минимальные глубины - для органоминеральных. В отдельную категорию можно выделить грунты техногенного генезиса (насыпные), в данном случае определяющим является не литологический, а техногенный фактор. При оттаивании мерзлых грунтов: глинистые приобретают от текучепластичной до текучей консистенции, пески – от влажного до водонасыщенного состояния.

Следует отметить, что даже при небольшом техногенном воздействии геокриологические условия исследуемых площадок могут претерпевать значительную трансформацию. Участки изысканий расположены на освоенной промышленной территории действующего месторождения и данный факт влияет на формирование температурного режима и залегания кровли многолетнемерзлых пород.

При строительстве и эксплуатации инженерных сооружений нарушаются естественные условия теплообмена на поверхности и в грунтах, изменяется рельеф, условия снегонакопления и дренажа. Все это приводит к изменению геокриологических условий.

Необходимым условием строительства и эксплуатации сооружений в районах распространения многолетнемерзлых пород является сохранение естественных условий, определяющих режим многолетней мерзлоты.

5.1.7 Характеристика почвенного покрова

Согласно почвенно-географическому районированию обследованная территория принадлежит Полярному поясу, Евразийской полярной области арктических и тундровых почв, Зоне тундровых глеевых и тундровых иллювиально-гумусовых почв Субарктики, Северо-Сибирской провинции арктотундровых, тундровых глеевых, болотно-тундровых и болотно-мерзлотных почв (Б₄).

По результатам почвенных исследований проведено картирование почв на участке изысканий. Картосхема почвенного покрова представлена в Приложении Н.2 тома 1004023ПД/04-ИЭИ2.1.

Картосхема почвенного покрова содержит 6 единиц почвенных контуров.

Как показывает анализ распределения основных групп почв по территории исследования, представленный в таблице 5.3, больше половины обследованной территории занимают комплексы глееземов типичных, криогенно-ожелезненных и криотурбированных и торфяно-глееземов типичных (56,34%). Значительные площади занимают комплексы торфяных эутроф-

ных типичных почв и торфяно-глееземов типичных (24,41%). Остальные почвенные разности занимают значительно меньшие площади (от 1,73 до 7,39%).

Таблица 5.3 Структура почвенного покрова

Почвенный выдел	Площадь, га	Площадь, %
Комплекс подбуров иллювиально-гумусовых и подбуров глеевых оподзоленных	270,077	1,73
Комплекс глееземов типичных, криогенно-ожелезненных и криотурбированных и торфяно-глееземов типичных	8820,476	56,34
Комплекс торфяных олиготрофных типичных почв и торфяно-глееземов типичных	520,586	3,33
Комплекс торфяных эутрофных типичных почв и торфяно-глееземов типичных	3821,467	24,41
Аллювиальные серогумусовые глеевые типичные, серогумусовые типичные и глееватые, торфяно-глеевые типичные, слоистые типичные и глееватые почвы и стратоземы серогумусовые водно-аккумулятивные	1065,119	6,80
Стратоземы серогумусовые урбо-стратифицированные, урбо-стратифицированные на погребенной почве и литостраты	1157,409	7,39
Итого	15655,134	100

Оценка основных агрохимических свойств почв района работ свидетельствует об их среднем плодородии, средней обеспеченностью органическим веществом, низкой обеспеченностью элементами минерального питания. Согласно полученным данным, исходя из совокупности химических и физико-химических свойств плодородного и потенциально плодородного слоев, обследованные почвы частично соответствуют требованиям, применяемым к плодородному и потенциально плодородному слою почв.

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что обследованные почвы относятся к категории загрязнения «допустимая» ($Z_c < 16$, от 2,12 до 13,05), что позволяет использовать данные почвы в ходе строительно-монтажных работ без ограничений, исключая объекты повышенного риска.

На территории исследования повсеместно распространены многолетнемерзлые породы. С целью максимально возможного сохранения мерзлотной обстановки и сведению к минимальным величинам неизбежных нарушений природного равновесия необходимо предусмотреть минимальное воздействие строительства проектируемого объекта на почвенно-растительный покров территории. В возникновении мерзлотно-геоморфологических образований, являющихся, как правило, следствием такого нарушения природного равновесия, большое значение имеет изменение температурного режима грунтов. Поскольку одновременно с изменением температуры меняется состав скелета грунта, то в совокупности с процессом миграции влаги происходят различные криогенные пучения, развиваются термокарстовые, оползневые и другие явления.

Опыт, накопленный при строительстве в условиях вечной мерзлоты, показывает, что в условиях северной климатической зоны в районах распространения многолетнемерзлых пород можно рекомендовать сведение к минимуму планировочных работ, связанных с разработкой грунта и его перемещения, нарушающее естественный рельеф и растительный покров.

В связи с тем, что проектируемый объект находится в пределах контуров, где снятие почвенно-растительного слоя может привести к процессам деградации мерзлоты на участке строительства и активизации ОЭГП, а также в связи с тем, что все проектируемые объекты находятся в пределах контуров почв с маломощным или отсутствующим грубогумусовым горизонтом, снятие плодородного горизонта можно считать нецелесообразным.

Кроме того, следует учитывать, что согласно ГОСТ 17.5.3.06-85 норму снятия плодородного слоя на тундровых и мерзлотно-таежных почвах устанавливаются выборочно, с учетом структуры почвенного покрова.

Таким образом, согласно соответствующим нормативам, снятие и складирование плодородного и потенциально плодородного слоя почв для целей землевания в пределах территории размещения проектируемых объектов не рекомендуется.

5.1.8 Растительный покров

Согласно схеме районирования Арктики, предложенной В.Д. Александровой, район исследования расположен в Гыданском округе Ямало-Гыданско-Западнотаймырской (Западносибирской) подпровинции Восточноевропейско-Западносибирской провинции субарктических тундр.

В целом территория подпровинции подвергалась не только сплошному оледенению, но и в сильной степени затоплению водами трансгрессии моря, что обусловило особенности современного рельефа и почвообразующих пород. Для данной подпровинции также характерно наличие в южной части ерниковых тундр с сомкнутым ярусом из карликовой березки (*Betula nana*) с примесью ив (*Salix glauca*, *S. phylicifolia*, *S. lapponum*, *S. pulchra*, *S. lanata*); иногда в них участвует и ольховник (*Duchekia fruticosa*). Последний формирует также небольшие по площади самостоятельные сообщества. На южном пределе ерниковых тундр в них участвует осока шаровидная (*Carex globularis*), а на большей части их распространения – осока арктисибирская (*C. arctisibirica*). Границу леса здесь образует лиственница сибирская (*Larix sibirica*). Вплоть до правобережья Енисея встречается береза извилистая (*Betula tortuosa*).

К числу отличительных черт этой подпровинции относится появление на поверхностях с несколько затрудненным дренажем кочкарных тундр из пушицы влагилищной (*Eriophorum vaginatum*), нередко с участием в сложении кочек осоки арктисибирской. В более южных кочкарных тундрах участвуют (преимущественно между кочками) карликовая березка высотой до 40 см, ивы (*Salix pulchra*, *S. glauca*, *S. reptans*) и кустарнички: багульник распростертый (*Ledum decumbens*), брусника (*Vaccinium minus*), голубика (*V. uliginosum* ssp. *microphyllum*), кассиона (*Cassiope tetragona*) и др. В некоторых районах такие тундры являются существенным элементом ландшафта. Так, на Тазовском полуострове, особенно в его восточной части, кочкарными тундрами занято «не менее 15–20% общей площади водоразделов... они свойственны и низинной тундре, занимая в последней торфянистые платформы и бугры». Кочкарные тундры исчезают у южной границы арктических тундр.

Особенностью Гыданского округа, включающего Гыданский и Тазовский полуострова, является относительно расчлененный (по сравнению, например, с Ямалом) рельеф, в образовании которого участвуют моренные холмы и гряды; большее распространение имеют суглинки.

В южной части исследуемой территории большие площади занимают заросли кустарников по склонам холмов с сомкнутым ярусом из карликовой березки и ив: шерстистой (*Salix lanata*) и красивой (*S. pulchra*) высотой до 50–80 см. Густые приозерные и приречные кустарники с доминированием ивы шерстистой с примесью ивы красивой, карликовой березки, иногда ольховника достигают высоты 1 м. На плакорах кустарниковый ярус средней густоты слагается из карликовой березки и ивы красивой; из кустарничков обильны багульник болотный (*Ledum palustre*), голубика, водяника (*Empetrum hermaphroditum*), встречается дриада точечная (*Dryas punctata*); из трав много осоки арктической, участвует осока шаровидная; мхи представлены *Hylocomium splendens*, *Aulacomnium turgidum*, *Dicranum congestum*, *Polytrichum alpestre*; из лишайников обычны *Cladonia rangiferina*, *Cetraria (Flavocetraria) cucullata*. Там, где дренаж затруднен, развиты кочкарные тундры из пушицы влагалищной с участием осоки арктической, гипоарктических кустарничков, низкорослой карликовой березки ив – красивой и серо-голубой (*Salix glauca*), мхов, среди которых пятнами встречаются сфагны и в небольшом количестве – лишайники. Болота представлены главным образом мелкобугристыми торфяниками; бугры часто покрыты густыми зарослями кустарников (карликовой березки, ив и др.) высотой до 40 см.

Для северной части исследуемой территории характерно уменьшение площадей, занятых зарослями кустарников, и развитие на плакорах бугор коватых и пятнистых тундр, где напочвенный покров сложен *Hylocomium splendens*, *Aulacomnium turgidum*, *Tomenthypnum nitens*, *Ptilidium ciliare* и другими мхами с небольшим участием лишайников, травяно-кустарниковый ярус – осокой арктической, пушицей многоколосковой, или узколистной (*Eriophorum polystachion*), брусникой с примесью ряда видов разнотравья; много стелющихся (высотой до 20–25 см) кустарников: карликовой березки, ивы серо-голубой, шерстистой, красивой.

По результатам дешифрирования аэрокосмических снимков и экспедиционных исследований на исследуемой территории были выделены следующие геоботанические единицы (таблица 5.4).

Таблица 5.4 Структура растительного покрова

№	Название геоботанической единицы	Площадь	
		га	%
1	Ерниковые травяно- и осоково-кустарничковые мохово-лишайниковые тундры	270,077	1,73
2	Ивняково-ерниковые травяно- и кустарничково-осоковые лишайниково-моховые тундры	8820,476	56,34
3	Осоково- и пушицево-сфагновые болота	520,586	3,33
4	Комплексы плоскобугристых и гипновых болот	3821,467	24,41
5	Долинные комплексы кустарниковых, луговых и болотных сообществ	1065,119	6,80
6	Сообщества и фитоценотические группировки антропогенно преобразованных техногенных биотопов	1157,409	7,39
	Итого	15655,134	100

По результатам проведения инженерно-экологических изысканий, включающих натурные обследования, анализ опубликованных данных и фондовых материалов, редкие и охраняемые виды растений, занесенные в Красные книги ЯНАО, Тюменской области и РФ на территории размещения проектируемых объектов и в зоне их возможного влияния - отсутствуют.

5.1.9 Животный мир

Для территории характерно смешение тундровой и таежной фауны. Структура фаунистического комплекса млекопитающих представлена тремя экологическими группами: автохтоны Севера, широко распространенные виды и виды, обитание которых характерно для территорий, расположенных южнее района работ.

Наземные беспозвоночные

Обобщение имеющихся материалов позволяет выделить три комплекса беспозвоночных, соответствующих трем типам растительного покрова (и трем различным классам водно-теплового режима): собственно тундровый, болотный и лугово-кустарниковый.

Наиболее богатое и разнообразное население беспозвоночных отмечается в приручьевых ивняках, где биомасса листогрызущих насекомых, по некоторым оценкам, достигает 0.5–1 г/м². Биомасса насекомых и пауков на лугах составляет около 2–3 г/м². Около 1 г/м² составляют мелкие почвенные беспозвоночные – колемболы и клещи; до 5 г/м² – дождевые черви и равнокрылые. Значительное обилие демонстрируют популяции медяниц, цикадок и червецов. На кустарничках обитают растительноядные клопы. Участие некоторых отрядов насекомых ограничивается отдельными видами. Среди наземных беспозвоночных тундры доминируют пауки, среди почвенной мезофауны – черви, составляющие основную часть биомассы. Общая биомасса всех беспозвоночных может достигать 10–12 г/м² (Чернов, 2002).

Наземные позвоночные

Земноводные и пресмыкающиеся

Единственный представитель данных групп, потенциально способный обитать в пределах исследуемой территории, – сибирский углозуб.

Птицы

По имеющимся фондовым материалам, орнитофауна района исследования представлена более чем сотней видов. Наиболее разнообразно представлены отряды воробьинообразных, ржанкообразных, гусеобразных и соколообразных. Основу орнитофауны составляют перелетные виды. К кочующим относятся тундряная куропатка и малая чайка. На пролете могут быть встречены белолобый гусь, краснозобая казарка, малый лебедь, дупель, песчанка, хрустан. К залетным видам, отдельные особи которых изредка могут появляться в районе исследований, как правило, вследствие отклонения от обычного миграционного маршрута, принадлежат плосконосый плавунчик, средний поморник, камнешарка, галка, грач.

К наиболее многочисленным видам воробьинообразных на рассматриваемой территории относятся овсянка-крошка и трясогузка серая. Из дневных хищников в районе изысканий отмечены чеглок, канюк мохноногий, лушь болотный, из ночных – белая и болотная совы.

Не менее значимой для экосистем района изысканий группой являются кулики. Среди них наиболее многочисленны следующие представители: травник, дупель, а также ряд видов песочников. По всей территории встречаются поморник большой и крачка озёрная.

Наибольшее количество видов обитает в долинах и поймах рек. Из охотничьих птиц наиболее распространена белая куропатка. Вторым по значению объектом среди охотничьих птиц являются утки. Из них наиболее многочисленны чирок свистунок, морянка и свиязь. Из других видов на реках обычна синьга, на озерах – шилохвость и луток.

В последние годы в связи с интенсивным освоением территории стали появляться синантропные виды, такие, как полевой и домовый воробьи.

Млекопитающие

В кустарниковых биотопах доминируют красная, темная и красно-серая полевки, в околоводных – полевка-экономка. Встречаются также полевка Миддендорфа и обский лемминг. В местах жизнедеятельности людей (жилые поселки, промышленные строения и т.п.) формируются сообщества синантропных мышевидных грызунов (серая крыса, домовая мышь). В водоёмах встречается ондатра.

К промысловым видам зверей относятся песец, горностай, белка, заяц-беляк, ондатра, а также крупные копытные – дикий северный олень, лось.

В процессе интенсивного обустройства территории численность ранее широко распространенных и многочисленных видов животных – песца, дикого северного оленя, горностая – резко сократилась.

Основными местообитаниями для белки являются редколесья, расположенные в долинах рек и речек. Численность очень подвержена колебаниям в связи с урожаями основных кормов.

Распространение зайца-беляка приурочено летом к открытым луговым участкам по границе с кустарниками; зимой – ерниковым зарослям пойм. В целом плотность населения пушных видов невысока.

Посещаемость лосями рассматриваемой территории чрезвычайно низка.

Численность промысловых видов птиц и млекопитающих на исследуемой территории довольно низка.

По результатам проведения инженерно-экологических изысканий, включающих натурные обследования, анализ опубликованных данных и фондовых материалов, редкие и охраняемые виды животных, занесенные в Красные книги ЯНАО, Тюменской области и РФ на территории размещения проектируемых объектов и в зоне их возможного влияния - отсутствуют.

5.1.10 Территории с ограничениями на ведение хозяйственной деятельности

Особо охраняемые природные территории, водно-болотные угодья, ключевые орнитологические территории

Согласно письму Минприроды России №15-47/10213 от 30.04.2020 г. (Приложение Б тома 8.1.2 1004023ПД/04-ООС1.2), ООПТ федерального значения на рассматриваемом участке отсутствуют. В ЯНАО организованы две ООПТ федерального значения – государственный природный заповедник «Верхне-Тазовский» (Красноселькупский район) и государственный

природный заповедник «Гыданский» (Тазовский район), удаленные от проектируемого объекта на расстояние около 400 км каждый (Государственный природный заповедник «Гыданский» в настоящее время преобразован в национальный парк «Гыданский» – Постановление Правительства РФ от 10.12.2019 №1632, Приказ Минприроды РФ от 27.12.2019 №897).

Согласно письму Департамента природно-ресурсного регулирования, лесных отношений и развития нефтегазового комплекса ЯНАО № 2701-17/48146 от 17.09.2020 г. (Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2), ООПТ регионального значения и их охранные зоны в районе работ отсутствуют.

По данным, размещенным на официальном сайте Департамента (dprg.yanao.ru), ближайшая к району работ ООПТ регионального значения – государственный природный заказник регионального значения «Надымский». Заказник организован в целях сохранения, восстановления и воспроизводства наиболее ценных в хозяйственном, научном и культурном отношении охотничьих животных, а также животных, занесённых в Красные книги РФ и ЯНАО.

Заказник расположен в бассейне р. Надым между правобережными притоками рек Танлова и Правая Хетта приблизительно в 200 км к югу от района работ. Общая площадь ООПТ – 564 тыс. га. Основные объекты охраны – бурый медведь, тобольский соболь, лесная куница, ласка, тобольский горностаи, ондатра, заяц-беляк, лось; лебедь-кликун, серый гусь, белолобый гусь, пiskuлька, гуменник, свиязь, чирок-свистунок, чирок-трескунок, шилохвость, широконоска, хохлатая чернеть; нельма, чир, пыжьян, пелядь, а также экосистемы севернотаежной подзоны тайги и южной подзоны лесотундры.

Согласно сведениям, предоставленным администрациями Надымского (письмо №101-19-05/10103 от 28.08.2020 г., Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2) и Тазовского районов (письмо №3128 от 17.09.2020 г., Приложение Б 1004023ПД/04-ОВОС2), ООПТ местного значения также отсутствуют. По данным, размещенным на официальном сайте Департамента природно-ресурсного регулирования, лесных отношений и развития нефтегазового комплекса ЯНАО (dprg.yanao.ru), на территориях вышеназванных муниципальных образований ООПТ местного значения в настоящее время не созданы, в связи с чем указать расстояние до ближайшей ООПТ местного значения не представляется возможным.

Водно-болотные угодья на участке работ отсутствуют (письмо Департамента природно-ресурсного регулирования, лесных отношений и развития нефтегазового комплекса ЯНАО №2701-17/48146 от 17.09.2020 г., Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2). Согласно данным, опубликованным в рамках российской программы Wetlands International (Водно-болотные угодья ..., 2012), ближайшими к участку работ водно-болотными угодьями, имеющими международное значение, являются Острова Обской Губы Карского моря, расположенные на расстоянии более 200 км к юго-западу и входящие в состав государственного природного заказника регионального значения «Нижне-Обский».

Ключевые орнитологические территории также отсутствуют (письмо ГКУ «Ресурсы Ямала» №350-17/1967 от 21.10.2020 г., Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2). Согласно материалам общественной организации «Союз охраны птиц России» (www.rbcu.ru), ближайшая к району работ ключевая орнитологическая территория международного значения «ЯН-007. Верхний с Средний Юрибей» расположена на полуострове Ямал, на расстоянии около 130 км от района работ.

В связи со значительной удаленностью ООПТ, водно-болотных угодий и ключевых орнитологических территорий от района работ воздействие объекта на их экосистемы не прогнозируется.

Месторождения полезных ископаемых

Сведения о месторождениях полезных ископаемых предоставлены Департаментом по недропользованию по Уральскому федеральному округу.

Район работ располагается в пределах Ямбургского НГКМ (лицензия СЛХ 02082 НЭ, недропользователь ООО «Газпром добыча Ямбург»).

Месторождения твердых полезных ископаемых и пресных подземных вод и зон их санитарной охраны в границах проектируемого объекта отсутствуют.

Мелиорируемые земли

Согласно письму ФГБУ «Управление «Тюменьмелиоводхоз» №550 от 28.08.2020 г. (Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2) мелиорированные земли на рассматриваемом участке отсутствуют.

Особо ценные продуктивные сельскохозяйственные угодья

Особо ценные продуктивные сельскохозяйственные угодья на участке работ отсутствуют (письмо администрации МО Надымский район №101-19-05/10103 от 28.08.2020 г., письмо администрации МО Тазовский район №3128 от 17.09.2020 г., Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2).

Территории традиционного природопользования коренных малочисленных народов РФ

Постановлением Правительства РФ от 24.03.2000 №255 утвержден Единый перечень коренных малочисленных народов Российской Федерации. Согласно Единому перечню в ЯНАО проживают представители таких малочисленных народов, как ненцы, селькупы и ханты.

Распоряжением Правительства РФ от 08.05.2009 №631-р утвержден перечень мест традиционного проживания и традиционной хозяйственной деятельности коренных малочисленных народов Российской Федерации. В ЯНАО к ним относятся Красноселькупский, Надымский, Приуральский, Пуровский, Тазовский, Шурышкарский и Ямальский муниципальные районы, а также городской округ Салехард.

В соответствии с Федеральным законом от 07.05.2001 №49-ФЗ «О территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего

Востока Российской Федерации» (в ред. Федерального закона от 28.12.2013 №406-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» и отдельные законодательные акты Российской Федерации») территории традиционного природопользования (ТТП) относятся к категории особо охраняемых территорий.

Согласно данным, полученным из Федерального агентства по делам национальностей (письмо №3403-01.1-28-03 от 05.09.2020 г., Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2), Департамента по делам коренных малочисленных народов Севера ЯНАО (письмо №1001-17/6395 от 04.09.2020 г., Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2) и администраций муниципальных образований Надымский и Тазовский районы (письма №101-19-05/10103 от 28.08.2020 и №3128 от 17.09.2020 г., Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2), на участке проведения изыскательских работ ТТП коренных малочисленных народов Севера отсутствуют.

Для уточнения возможных ограничений, связанных с использованием земель для оленеводства, были направлены письма в ЗАО «Ныдинское» и АО «Совхоз Пуровский».

В письме ЗАО «Ныдинское» №903 от 02.11.2020 (Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2) указано, что в зоне проведения работ выпасаются олени двух оленеводческих бригад: №8 и №11 (общее поголовье составляет 4,5 тыс. животных). При проектировании линейных объектов необходимо предусмотреть обустройство переходов для прогона оленей через каждые 5 км на всей протяженности объекта.

Согласно ответу АО «Совхоз Пуровский», часть территории используется оленеводческими бригадами №3 и №10 для ведения традиционной хозяйственной деятельности (выпаса оленей) (указанная территория обозначена на картосхеме, приложенной к письму №297/03 от 24.09.2020 г., Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2). Стоянки и маршруты калания оленей не затрагивают территорию выполнения проектно-изыскательских работ.

Скотомогильники и биотермические ямы

Согласно письму Службы ветеринарии ЯНАО №3401-17/4087 от 25.08.2020 г. (Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2) в районе участка размещения проектируемого объекта отсутствуют зарегистрированные скотомогильники и биотермические ямы, однако часть проектируемого объекта располагается на территории, где до 1941 года регистрировались случаи заболеваний и падежа животных от сибирской язвы («морového поля»). Границы морového поля в соответствии с письмом Службы ветеринарии №3401-17/4087 от 25.08.2020 г. (Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2) показаны на картосхеме ограничений природопользования (Приложение Н.8 тома 1004023ПД/04-ИЭИ2.4).

В Управление Роспотребнадзора был направлен запрос о необходимости обследования проб почв морového поля и перечне мер безопасности персонала, работающего на территории морového поля. В ответе №89-00-01/02-8155-2020 от 02.09.2020 г. (Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2) указано, что Управление Роспотребнадзора по Ямало-Ненецкому автономному округу на основании письма Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав

потребителей и благополучия человека №01/9749-2018-27 от 26.07.2018 «О разъяснении требований по исследованию проб почвы территории «морových полей» согласовывает работы, связанные с выемкой и перемещением грунта на территории «морových полей», при условии соблюдения СП 3.1.7.2629-10 «Профилактика сибирской язвы».

В соответствии с СП 3.1.7.2629-10 «Профилактика сибирской язвы» на угрожаемых территориях должна быть разработана программа по профилактике сибирской язвы среди людей, предусматривающая следующие мероприятия:

- вакцинация против сибирской язвы работающих на этих территориях,
- обеспечение работников средствами индивидуальной защиты (респираторы, перчатки),
- соблюдение правил техники безопасности при проведении указанного вида работ,
- медицинское наблюдение,
- исключение возможности контакта с животными,
- организация дезинфекционных мероприятий.

Санитарно-защитные зоны промышленных предприятий и кладбищ

Находящиеся в ведении муниципальных образований промышленные предприятия, кладбища и их СЗЗ на участке работ отсутствуют (письмо администрации МО Надымский район №101-19-05/10103 от 28.08.2020 г., письмо администрации МО Тазовский район №3128 от 17.09.2020 г., Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2).

Согласно письму Уренгойского филиала ООО «Газпром энерго» №54-01-07/2845 от 03.09.2020 г. (Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2) в границах участка работ по проекту находятся канализационно-очистные сооружения (КОС) с их СЗЗ:

- КОС-200 ВЖК УКПГ-2, размеры площадки КОС – 50×50 м, размер СЗЗ 50 м от границы площадки КОС по всем направлениям;
- КОС-125 ВЖК УКПГ-4, размеры площадки КОС – 50×50 м, размер СЗЗ 150 м от границы площадки КОС по всем направлениям;
- КОС-800 ВЖК УКПГ-6, размеры площадки КОС – 130×50 м, размер СЗЗ 150 м от границы площадки КОС по всем направлениям.

Согласно информации, предоставленной ООО «Газпром добыча Ямбург» (приложение к письму ООО «Газпром инвест» Филиал «Новый Уренгой» №30/03/02/01-3379 от 29.09.2020 г. Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2), установленные СЗЗ для производственных объектов ООО «Газпром добыча Ямбург» отсутствуют. Ведется работа по разработке проектов СЗЗ.

Кроме того, в письме ООО «Газпром инвест» Филиал «Новый Уренгой» №30/03/02/01-3930 от 16.10.2020 г., Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2) приведен проект обоснования размера единой СЗЗ КОС-800 (ВЖК УКПГ-6), разработанный Уренгойским филиалом

ООО «Газпром энерго». Разработка актуальной версии проекта СЗЗ для КОС-800 планируется на 2021 г.

Редкие виды растений и животных

В соответствии с указаниями Департамента природно-ресурсного регулирования, лесных отношений и развития нефтегазового комплекса ЯНАО (письмо № 2701-17/43448 от 20.08.2020 г., Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2) на подготовительном этапе были проанализированы опубликованные в Красных книгах ЯНАО и РФ актуальные сведения о распространении охраняемых видов на участке проведения работ, составлены списки таксонов, потенциально обитающих на обследуемой территории. В ходе изысканий охраняемые виды растений, грибов и животных, потенциально обитающие на территории размещения проектируемых объектов и в зоне их возможного влияния - отсутствуют.

Согласно письму ГКУ «Ресурсы Ямала» №350-17/1967 от 21.10.2020 (Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2) пути миграций животных в районе планируемой деятельности отсутствуют.

Экологические ограничения, связанные с водными объектами

Сведения о наличии ограничений природопользования, связанных с водными объектами, пересекаемыми проектируемыми сооружениями или находящимися в зоне их возможного влияния были получены на основании действующих нормативно-правовых документов и справок государственных органов и профильных организаций – Отдела водных ресурсов по ЯНАО Нижне-Обского БВУ, Нижне-Обского филиала ФГБУ «Главрыбвод», Нижнеобского территориального управления ФАР, Управления организации рыболовства ФАР, Департамента рыболовства Минсельхоза РФ. Письма представлены Приложении Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2.

Водоохранные зоны, прибрежные защитные полосы

Размер водоохранных зон (ВОЗ) и прибрежных защитных полос (ПЗП) регламентируется ст. 65 Водного кодекса РФ от 03.06.2006 №74-ФЗ. Сведения о размере ВОЗ приведены в таблице 5.5.

Размер ПЗП в соответствии с п. 11 ст 65 в зависимости от уклона берега водного объекта составляет 30 м для обратного или нулевого уклона, 40 м для уклона до 3° и 50 м для уклона 3° и более. Ширина прибрежной защитной полосы реки, озера, водохранилища, являющихся средой обитания, местами воспроизводства, нереста, нагула, миграционными путями особо ценных водных биологических ресурсов (при наличии одного из показателей) и (или) используемых для добычи (вылова), сохранения таких видов водных биологических ресурсов и среды их обитания, устанавливается в размере двухсот метров независимо от уклона берега.

Рыбохозяйственные заповедные зоны

В соответствии с требованиями ст. 49 Федерального закона от 20.12.2004 №166-ФЗ «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов», а также Постановлением Правительства РФ от 05.10.2016 №1005 «Об утверждении Правил образования рыбохозяйственных

заповедных зон» рыбохозяйственной заповедной зоной является водный объект или его часть с прилегающей к ним территорией, на которых устанавливается особый режим хозяйственной и иной деятельности в целях сохранения водных биологических ресурсов и создания условий для развития аквакультуры и рыболовства. Согласно п. 4 Постановления Правительства РФ от 05.10.2016 №1005 решение об образовании рыбохозяйственной заповедной зоны принимает Министерство сельского хозяйства Российской Федерации. В ответе Департамента регулирования в сфере рыбного хозяйства и аквакультуры (рыбоводства) Министерства сельского хозяйства Российской Федерации №22/849 от 07.09.2020 (Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2) указано, что на участке работ рыбохозяйственные заповедные зоны не формировались.

Сведения о водных объектах района работ приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 Сведения о водных объектах района работ

№	Название водного объекта, протяженность (км) или площадь (км ²)	Координаты		ВОЗ*, м	Категория РХЗ**
		с.ш.	в.д.		
1	Ручей без названия, приток 1-го пор. реки Нгарка-Пойловояха, 2,9 км	67° 50' 7,063"	75° 36' 21,442"	50	Вторая
2	Ручей без названия, приток 2-го пор. реки Нгарка-Пойловояха, 3,6 км	67° 51' 29,750"	75° 22' 52,462"	50	Вторая
3	Озеро без названия, 0,34 км ²	67° 52' 36,939"	75° 25' 13,768"	-	Вторая
4	Озеро в системе озер Нгарка-то, 0,02 км ²	67° 58' 49,432"	75° 25' 17,693"	-	Вторая
5	Река Верхняя Паюяха, 20 км	68° 2' 45,152"	75° 38' 26,803"	100	Высшая
6	Река Нижняя Паюяха, 30 км	68° 1' 42,733"	75° 39' 57,503"	100	Высшая
7	Ручей без названия, приток 1-го пор. реки Собетгьяха, 13,6 км	68° 4' 11,498"	75° 53' 14,132"	100	Первая
8	Ручей без названия, приток 1-го пор. реки Тангелахарвута, 5,6 км	67° 59' 45,302"	75° 42' 56,089"	50	Высшая
9	Река Собетгьяха, 58 км	68° 6' 59,182"	75° 39' 56,682"	200	Высшая
10	Река Собетгьяхатарка, 16 км	68° 7' 12,169"	75° 46' 45,546"	100	Высшая
11	Ручей без названия, приток 1-го пор. реки Собетгьяхатарка, 5,2 км	68° 6' 32,349"	75° 48' 35,439"	50	Вторая
12	Ручей без названия, приток 1-го пор. реки Нюдяхарвута, 5,9 км	68° 9' 4,539"	75° 48' 58,859"	50	Вторая

№	Название водного объекта, протяженность (км) или площадь (км ²)	Координаты		ВОЗ*, м	Категория РХЗ**
		с.ш.	в.д.		
13	Ручей без названия, приток 1-го пор. реки Хасресе, 5,3 км	68° 7' 58,443"	75° 44' 27,942"	50	Первая
14	Система озер Собетьяхатарко-То. Озеро №1, 1,36 км ²	68° 5' 7,160"	75° 51' 27,772"	50	Высшая
15	Система озер Собетьяхатарко-То. Озеро №2, 2,35 км ²	68° 5' 11,480"	75° 49' 13,816"	50	Высшая
16	Ручей без названия, приток 1-го пор. реки Нгарка-Лымбараси, 6,6 км	68° 17' 48,559"	75° 48' 38,766"	50	Вторая
17	Ручей без названия, приток 3-го пор. реки Нгарка-Лымбараси, 3,5 км	68° 18' 7,056"	75° 42' 17,662"	50	Вторая
18	Река Елнгояха, 19 км	68° 3' 18,287"	76° 6' 2,305"	100	Высшая
19	Ручей без названия, приток 1-го пор. реки Елнгояха, 2,0 км	68° 4' 15,741"	76° 2' 20,448"	50	Вторая
20	Река Пойловыха, 173 км	68° 2' 8,411"	76° 12' 34,503"	200	Высшая
21	Ручей без названия, приток 1-го пор. реки Пойловыха, 4,1 км	68° 6' 29,204"	76° 15' 21,606"	50	Вторая

* Размер водоохранных зон в соответствии с п. 4 и п. 6 ст. 65 Водного кодекса РФ

** На основании рыбохозяйственной характеристики №332 от 20.10.2020 г. и письма Нижнеобского территориального управления ФАР №05-07/10790 от 06.11.2019 г. (Приложение Б тома 8.1.2 1004023ПД/04-ОВОС1.2)

Источники питьевого водоснабжения и зоны их санитарной охраны

Сведения о наличии источников питьевого водоснабжения и зон их санитарной охраны (ЗСО) в районе работ и на расстоянии 5 км от их границ были запрошены в администрациях МО Надымский район и Тазовский район, ГКУ «Ресурсы Ямала», Уренгойском филиале ООО «Газпром энерго», ООО «Газпром добыча Ямбург».

Согласно ответам администраций муниципальных образований (письма №101-19-05/10918 от 18.09.2020 г., №2978 от 02.09.2020 г., Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2), водозаборы питьевого водоснабжения и их ЗСО отсутствуют.

В письме ГКУ «Ресурсы Ямала» №350-17/1967 от 21.10.2020 г. (Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2) указано, что буферную зону (5 км) частично затрагивает третий пояс ЗСО поверхностного водозабора ВОС-6000, расположенного в акватории Обской губы Карского моря, а также скважины №109–113, используемые Ямбургским ЛПУ МГ для хозяйственно-питьевого и производственного водоснабжения.

Организацией, эксплуатирующей водозабор ВОС-6000, является Уренгойский филиал ООО «Газпром энерго», в письме которого №54-01-07/2845 от 03.09.2020 г. (Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2) указано отсутствие поверхностных водозаборов на расстоянии 5 км от границ проектируемого объекта и предоставлена схема 2-го и 3-го поясов ЗСО водозабора ВОС-6000. Согласно указанной схеме граница 3-го пояса ЗСО проходит приблизительно в 1 км от границы ЗВВ, в связи с чем она не показана на картосхеме экологических ограничений природопользования.

Также в письме Уренгойского филиала ООО «Газпром энерго» приведены данные о наличии водонасосных станций (ВНС) на площадках УКПГ 1, 2, 3, 5, 6, для которых установлен первый пояс ЗСО в размере 10 м от резервуаров питьевой воды.

Согласно официальному сайту ФГБУ «Росгеолфонд» (<https://rfgf.ru>), скважины №109–113 расположены в 20 км к востоку от пос. Ямбург, на северном берегу оз. Хантыто, в нескольких километрах от объектов УКПГ-1. Лицензия СЛХ № 02323 ВП была выдана недропользователю ООО «Газпром трансгаз Югорск» для проведения поисково-оценочных работ на подземные воды с целью поисков источника водоснабжения и оценки запасов пресных подземных вод для хозяйственно-питьевого и производственно-технического водоснабжения КС «Ямбургская» Ямбургского ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Югорск» на период до 31.12.2017 г. В соответствии с приказом № 480 от 11.09.2015 лицензия была аннулирована. Таким образом, перечисленные скважины в настоящее время не функционируют, ЗСО для них не установлены.

Согласно информации, предоставленной ООО «Газпром добыча Ямбург» (письмо №2-24/15505 от 14.09.2020 г. – приложение к письму ООО «Газпром инвест» Филиал «Новый Уренгой» №30/03/02/01-3379 от 29.09.2020 г., Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2), владельцем источников водоснабжения на Ямбургском НГКМ является ООО «Газпром энерго». Предоставленные ООО «Газпром энерго» сведения об источниках водоснабжения и ЗСО приведены выше.

Объекты размещения отходов

По данным сайтов Северо-Уральского межрегионального управления Росприроднадзора (<http://72.rpn.gov.ru/>) и государственного реестра объектов размещения отходов (<https://rpn.gov.ru/grogo/>) ООО «Газпром добыча Ямбург» имеет следующие лицензии (0001531, 0004733, 0004734, 0004735, 0004736, 0004737, 0004738, 0004739) на сбор, размещение, утилизация, транспортирование отходов в ЯНАО: Надымский район (Ямбургское НГКМ); Тазовский район (Заполярье НГКМ); Тазовский район (Заполярье НГКМ); Надымский район, пос. Ямбург, промзона (Полигон твердых бытовых отходов); Ямбургское НГКМ, УКПГ-6 (площадка для сбора складирования твердых отходов); Ямбургское НГКМ (Полигон для складирования твердых строительных отходов); Тазовский район, Заполярное НГКМ (Комплекс утилизации твердых бытовых отходов ЗНГКМ).

В письме администрации МО Тазовский район №3128 от 17.09.2020 (Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2) указано, что на участке исследований свалки и полигоны ТКО, находящиеся в ведении администрации, отсутствуют.

Курорты и лечебно-оздоровительные местности

Лечебно-оздоровительные местности и курорты федерального, регионального и местного значения на участке проведения работ отсутствуют (письмо Департамента здравоохранения ЯНАО №1801-17/14887.1 от 19.08.2020 г., Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2).

Защитные леса, лесопарковые зеленые пояса

Леса, имеющие защитный статус; резервные леса; особо защитные участки лесов; лесопарковые зеленые пояса, входящие в Лесной фонд и находящиеся в ведении муниципальных образований, на участке работ отсутствуют (письма Департамента природно-ресурсного регулирования, лесных отношений и развития нефтегазового комплекса ЯНАО, администраций Надымского и Тазовского районов, Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2).

Объекты культурного наследия

Сведения об объектах культурного наследия федерального, регионального и местного значения приведены в Приложении Б тома 8.1.2 1004023ПД/04-ООС1.2 (письма Министерства культуры РФ №16925-12-02 от 07.10.2020 г.; Службы государственной охраны ОКН ЯНАО №4701-17/4861 от 08.10.2020 г.; Администрации муниципального образования Надымский район №101-19-05/10755 от 16.09.2020 г. и Администрации муниципального образования Тазовский район №3238 от 30.09.2020 г.). Результаты археологических исследований приведены отдельными томами 1004023ПД/04-АИ.

Аэродромы и приаэродромные территории

Запрос о наличии аэродромов и приаэродромных территорий был направлен в Тюменское межрегиональное ТУ воздушного транспорта ФАВТ. В ответе управления (№Исх-3289/05/ТМТУ от 19.08.2020 г., Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2) указано, что в районе проектирования зарегистрирован аэропорт Ямбург, в связи с чем необходимо направить запрос в эксплуатирующую организацию – Ямбургский филиал ООО Авиапредприятие «Газпром авиа».

Согласно ответу №30/02-1336 от 19.08.2020 г. (Приложение Б тома 1004023ПД/04-ОВОС2) проектируемый объект находится границах приаэродромной территории аэропорта Ямбург: зонах 3, 5 и 6.

В соответствии с требованиями ст. 47 Воздушного кодекса РФ:

- в третьей подзоне запрещается размещать объекты, высота которых превышает ограничения, установленные уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти при установлении соответствующей приаэродромной территории (согласно представленной схе-

ме участок располагается в пределах первого сектора внешней горизонтальной поверхности; высота объектов не должна превышать 183,15 м);

- в пятой подзоне запрещается размещать опасные производственные объекты, функционирование которых может повлиять на безопасность полетов воздушных судов;
- в шестой подзоне запрещается размещать объекты, способствующие привлечению и массовому скоплению птиц.

6 Оценка воздействия на окружающую среду намечаемой хозяйственной и иной деятельности по альтернативным вариантам, в том числе оценка достоверности прогнозируемых последствий намечаемой инвестиционной деятельности

6.1 Результаты оценки воздействия на атмосферный воздух

6.1.1 Период строительства

6.1.1.1 Перечень и характеристика источников выбросов загрязняющих веществ

В данном разделе выявлены и учтены все возможные источники выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу в период производства строительных работ, которые постоянно или временно эксплуатируются на строительной площадке, в т.ч. передвижные. Также учтены вредные вещества, которые могут выделиться или образоваться при осуществлении всех процессов, предусмотренных технологическим регламентом строительных работ.

Источники, находящиеся на строительной площадке, являются стационарными и нестационарными источниками (передвижными) выброса вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух.

Источники выброса вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух подразделяются на два типа:

- источники с организованным выбросом;
- источники с неорганизованным выбросом.

Согласно нормативной документации, при эксплуатации строительной техники и оборудования в атмосфере выделяются загрязняющие вещества:

- при работе двигателей внутреннего сгорания на дизельном топливе – оксид углерода, оксиды азота, диоксид серы, сажа, керосин, бенз/а/пирен, формальдегид;
- при работе двигателей внутреннего сгорания на бензине – оксид углерода, оксиды азота, диоксид серы, бензин;
- в процессе ручной сварки электродами выделяются – сварочный аэрозоль, содержащий железа оксид, марганец и его соединения, фториды газообразные, оксиды азота;
- в процессе газовой сварки с использованием пропанобутановой смеси – оксиды азота;
- при нанесении лакокрасочных покрытий – ксилол, толуол, спирт н-бутиловый, этандиол, этилкарбитол, бутилацетат, ацетон, 1-метокси-2-пропанол ацетат, сольвент нефтяной, взвешенные вещества уайт-спирит;
- при пересыпке строительных материалов и производстве земляных работ –
Пыль неорганическая: до 20% SiO₂,
Пыль неорганическая: 70-20% SiO₂;

- при шлифовке кромок в процессе подготовки их к сварке – пыль абразивная (корунд белый, монокорунд) и железа оксид;
- при заправке строительной техники – дигидросульфид (сероводород), углеводороды предельные C₁-C₅, углеводороды предельные C₆-C₁₀, амилены, бензол, ксилол, метилбензол (толуол), этилбензол, углеводороды C₁₂-C₁₉;
- при термитной приварке ЭХЗ– диалюминий триоксид (в пересчете на алюминий), марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид), медь оксид, фториды плохо растворимые.
- при медницких работах - свинец и его неорганические соединения, олова оксиды;
- при изоляционных работах – углеводороды предельные C₁₂-C₁₉.

Источниками выбросов на площадке строительного-монтажных работ являются:

- Ист. 5501-5510 – выхлопные трубы дизельных установок;
- Ист. 6501 – сварочные и газорезочные работы;
- Ист. 6502 – лакокрасочные и грунтовочные работы;
- Ист. 6503 – разгрузка сыпучих строительных материалов;
- Ист. 6504 – зачистка сварных швов;
- Ист. 6505 – заправка топливных баков автотранспорта и строительной техники;
- Ист. 6506 – термитная приварка выводов ЭХЗ;
- Ист. 6507 – медницкие работы;
- Ист. 6508 – изоляционные работы;
- Ист. 6509 – выхлопные трубы автотранспорта;
- Ист. 6510 – выхлопные трубы строительной техники;
- Ист. 5511 – стравливание природного газа из участков газопроводов.

Величины валовых выбросов от указанных источников определены с учетом установленных удельных нормативов выделения.

6.1.1.2 Перечень и характеристика загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в период строительства, величины их максимально-разовых и валовых выбросов представлены в таблице 6.1.

Коды и классы опасности веществ приняты согласно документа «Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух» С-Пб., 2018 г.

Предельно-допустимые концентрации (ПДК), ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе приняты согласно Сан-ПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий го-

родских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий», СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

Коэффициенты трансформации оксидов азота для ЯНАО приняты согласно СТО Газпром 2-1.19-200-2008 Методика определения региональных коэффициентов трансформации оксидов азота на основе расчетно-экспериментальных данных: NO – 0,39, NO₂ – 0,40.

Расчет выбросов загрязняющих веществ и параметры источников выбросов представлены в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (Приложения В, Г тома 1004023ПД/04-ОВОС1.2).

Таблица 6.1 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в период производства строительного-монтажных работ

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/период
1	2	3	4	5	6	7
0101	диАлюминий триоксид (в пересчете на алюминий)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	- 0,01 0,005	2	0,0001350	0,000057
0123	диЖелезо триоксид (железа оксид) (в пересчете на железо) (Железо сесквиоксид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	- 0,040 -	3	0,0081000	0,165193
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганец (IV) оксид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,010 0,001 0,00005	2	0,0003910	0,013161
0146	Медь оксид (в пересчете на медь) (Медь окись; тенорит)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	- 0,002 2,0e-05	2	0,0011710	0,000496
0168	Олово оксид	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	- 0,020 -	3	0,0000033	0,000003
0184	Свинец и его неорганические соединения (в пересчете на свинец) (Свинец)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,001 0,0003 0,00015	1	0,0000075	0,000007
0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,200 0,100 0,040	3	0,6726576	17,433754
0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,400 - 0,060	3	0,6478967	16,862444

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/период
1	2	3	4	5	6	7
0328	Углерод (Пигмент черный)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,150 0,050 0,025	3	0,2447417	5,144038
0330	Сера диоксид	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,500 0,050 -	3	0,1692083	4,235819
0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,008 - 0,002	2	0,0000066	0,000256
0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	5,0 3,0 3,0	4	4,4310153	33,136811
0342	Фтористые газообразные соединения (в пересчете на фтор): - Гидрофторид (Водород фторид; фтороводород)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,020 0,014 0,005	2	0,0003807	0,026059
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,200 0,030 -	2	0,0007687	0,045878
0410	Метан	ОБУВ	50,000		0,0000000	1683,372000
0415	Смесь предельных углеводородов C ₁ H ₄ -C ₅ H ₁₂	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	200,000 50,0 -	4	0,5521502	0,144073
0416	Смесь предельных углеводородов C ₆ H ₁₄ -C ₁₀ H ₂₂	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	50,000 5,0 -	3	0,1310126	0,030949
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (альфа-п-Амилен; пропилен)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	1,500 - -	4	0,0178200	0,004210
0602	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,300 0,06 0,005	2	0,0142560	0,003368
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,200 - 0,100	3	0,2448192	11,364823
0621	Метилбензол (Фенилметан)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,600 - 0,40	3	0,5644606	23,481854

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/период
1	2	3	4	5	6	7
0627	Этилбензол (Фенилэтан)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,020 - 0,04	3	0,0003564	0,000084
0703	Бенз/а/пирен	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	- 1,00e-06 1,00e-06	1	0,0000007	0,000022
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,100 - -	3	0,0365354	0,029406
1078	этан-1,2-диол	ОБУВ	1,000		0,0059583	0,000024
1112	2-(2-этоксипропан-2-ил)этанол	ОБУВ	1,500		0,0059583	0,000024
1210	Бутилацетат (Бутиловый эфир уксусной кислоты)	ПДК м.р.	0,100	4	0,1072500	4,819997
1325	Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,050 0,010 0,003	2	0,0083750	0,243157
1401	Пропан-2-он (Диметилкетон; диметилформальдегид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,350 - -	4	0,2323750	9,768683
2154	1-Метокси-2-пропанол ацетат	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,500 - -	4	0,0384583	0,030853
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) (в пересчете на углерод)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	5,000 1,500 -	4	0,1195556	0,057334
2732	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	ОБУВ	1,200		0,6261000	11,633428
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	ОБУВ	0,050		0,0009028	0,000049
2750	Сольвент Нафта	ОБУВ	0,200		0,1340625	0,328990
2752	Уайт-спирит	ОБУВ	1,000		0,1453725	0,408628
2754	Алканы C12-19 (в пересчете на C)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	1,000 - -	4	0,0158985	0,205040
2902	Взвешенные вещества	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,500 0,150 0,075	3	0,2314000	2,771530

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/период
1	2	3	4	5	6	7
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния, в %: - 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем и другие)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,300 0,100 -	3	1,6180547	0,021048
2909	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния, в %: - менее 20 (доломит, пыль цементного производства - известняк, мел, огарки, сырьевая смесь, пыль вращающихся печей, боксит и другие)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,500 0,150 -	3	0,8088889	4,887647
2930	Пыль абразивная	ОБУВ	0,040		0,0000000	0,005449
Всего веществ : 40					11,8365049	1830,676646
в том числе твердых : 17					2,9136625	13,054529
жидких/газообразных : 23					8,9228424	1817,622117
Группы веществ, обладающих эффектом комбинированного вредного действия:						
6034	(2) 184 330					
6035	(2) 333 1325					
6043	(2) 330 333					
6046	(2) 337 2908					
6053	(2) 342 344					
6204	(2) 301 330					
6205	(2) 330 342					

6.1.1.3 Определение уровня загрязнения атмосферы и зоны влияния выбросов

Расчет рассеивания при строительномонтажных работах выполнен по программе УПРЗА «Эколог» Версия 4.60.71 (разработчик фирма «Интеграл», г, Санкт-Петербург), утвержденной ГГО им, Воейкова Роскомгидромета, реализующей Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 06.06.2017 № 273 «Об утверждении методов расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе». с учетом метеорологических коэффициентов, определяющих условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе при скорости ветра от 0,5 до 14 м/с. При расчете учитывались

опасные направления и скорости ветра, обуславливающие максимальные значения концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

Расчет рассеивания выполнен для источников выбросов, дающих наибольшие максимально-разовые выбросы, с учетом одновременности их работы в соответствии с принятой в проекте технологией проведения строительных работ.

Размер расчетной площадки принят шириной 30000 м с шагом сетки по осям X и Y – 200 м. Координаты источников выбросов проектируемого объекта привязаны к местной системе координат.

Отчет по расчету рассеивания и карты изолиний концентраций загрязняющих веществ, представлены в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (Приложение Г тома 8.1.2 1004023ПД/03-ООС1.2).

Результаты расчета рассеивания представлены в таблице 6.2.

По результатам анализа загрязнения атмосферного воздуха выявлено:

- наибольшее расстояние до изолинии с концентрацией в 1 ПДКм.р. составляет 725 м по группе суммации 6046 Углерода оксид и пыль цементного производства и 425 м по веществу 0301 Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота);
- наибольшее расстояние до изолинии с концентрацией в 1 ПДКс.г. (ПДКс.с.) составляет 1070 м по веществу 0146 Медь оксид (в пересчете на медь) (Медь окись; тенорит);
- максимальные размеры зоны влияния выбросов на уровне 5% от гигиенических нормативов составляют 3,907 км по ПДКм.р. и 6,615 км по ПДКс.г. (ПДКс.с.).

Из анализа результатов расчета рассеивания следует, что значения расчетных приземных концентраций ЗВ, создаваемые источниками выбросов на строительной площадке, не оказывают существенного влияния на загрязнение атмосферного воздуха, в местах проживания людей, работающих по вахтовому методу, гигиенические нормативы также соблюдаются.

В районе расположения проектируемого объекта территории с нормируемым показателем загрязнения атмосферного воздуха 0,8ПДК – места массового отдыха населения (санатории, дома отдыха, турбазы, дачные и садово-огородные участки и пр.) отсутствуют.

В целом воздействие на атмосферный воздух для проектных работ оценивается как допустимое и соответствует требованиям нормативных документов РФ в области охраны атмосферного воздуха.

Таблица 6.2 Результаты расчета рассеивания

Выбрасываемое вещество		Расчетные максимальные концентрации в долях ПДК, на границе ВЖК, с фоном (фон)		Зона влияния с учетом фона, м			
код	наименование	ПДКм.р.	ПДКс.г. (ПДКс.с.)	1ПДКм.р.	0,05ПДКм.р.	1ПДКс.г. (ПДКс.с.)	0,05ПДКс.г. (ПДКс.с.)
0101	диАлюминий триоксид (в пересчете на алюминий)	-	менее 0,001	-	-	-	-
0123	диЖелезо триоксид (железа оксид) (в пересчете на железо) (Железо сесквиоксид)	-	менее 0,01	-	-	-	103
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганец (IV) оксид)	менее 0,01	0,10	-	236	251	1790
0146	Медь оксид (в пересчете на медь) (Медь окись; тенорит)	-	0,92	-	-	1070	6615
0168	Олово оксид	-	менее 0,001	-	-	-	-
0184	Свинец и его неорганические соединения (в пересчете на свинец) (Свинец)	менее 0,01	менее 0,01	-	-	-	-
0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,59 (0,27)	0,29 (0,14)	475	-	329	-
0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,24 (0,09)	0,16 (0,06)	245	-	246	-
0328	Углерод (Пигмент черный)	0,15	0,09	245	1882	238	1777
0330	Сера диоксид	0,07 (0,04)	0,07 (0,04)	-	1517	-	1939
0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	менее 0,001	менее 0,001	-	-	-	-
0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,44 (0,36)	0,07 (0,06)	225	-	-	-
0342	Фтористые газообразные соединения (в пересчете на фтор): - Гидрофторид (Водород фторид; фтороводород)	менее 0,01	менее 0,001	-	-	-	-
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат)	менее 0,001	менее 0,001	-	-	-	-
0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	менее 0,001	менее 0,001	-	-	-	-
0416	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	менее 0,001	менее 0,001	-	-	-	-
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (альфа-п-Амилен; пропилэтилен)	менее 0,01	-	-	-	-	-
0602	Бензол (Циклогексатриен; фенилгидрид)	менее 0,01	0,04	-	325	-	1243
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,25	0,05	365	2210	181	1118
0621	Метилбензол (Фенилметан)	0,19	0,03	288	1848	-	815
0627	Этилбензол (Фенилэтан)	менее 0,01	менее 0,001	-	141	-	-
0703	Бенз/а/пирен	-	0,16 (0,15)	-	-	-	-
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт)	0,07	-	162	1093	-	-
1078	этан-1,2-диол	менее 0,01	-	-	-	-	-
1112	2-(2-этоксизтокси) этанол	менее 0,001	-	-	-	-	-
1210	Бутилацетат (Бутиловый эфир уксусной кислоты)	0,22	-	346	2045	-	-
1325	Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	0,01	0,03	-	420	-	743
1401	Пропан-2-он (Диметилкетон; диметилформальдегид)	0,13	-	258	1525	-	-
2154	1-Метокси-2-пропанол ацетат	0,02	-	-	416	-	-
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) (в пересчете на углерод)	менее 0,01	менее 0,001	-	-	-	-
2732	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	0,05	-	-	865	-	-
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	менее 0,01	-	-	150	-	-
2750	Сольвент Нафта	0,14	-	260	1540	-	-
2752	Уайт-спирит	0,03	-	-	651	-	-
2754	Алканы C12-19 (в пересчете на C)	менее 0,01	-	-	90	-	-
2902	Взвешенные вещества	0,09	0,06	250	1260	215	1251
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния, в %: - 70-20	0,57	0,17	690	3563	538	2264
2909	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния, в %: - менее 20	0,17	0,06	438	1773	269	1205
6034	Свинца оксид, серы диоксид	0,03	-	-	655	-	-
6035	Сероводород, формальдегид	0,01	-	-	418	-	-
6043	Серы диоксид и сероводород	0,03	-	-	630	-	-
6046	Углерода оксид и пыль цементного производства	0,65	-	725	3907	-	-
6053	Фтористый водород и плохорастворимые соли фтора	менее 0,01	-	-	-	-	-
6204	Азота диоксид, серы диоксид	0,41 (0,19)	-	342	-	-	-
6205	Серы диоксид и фтористый водород	0,02	-	-	412	-	-

6.1.2 Период эксплуатации

6.1.2.1 Перечень и характеристика источников выбросов загрязняющих веществ

Существующее положение

Проектными решениями реконструкция на площадках УКПГ-6 и УКПГ-9 и на кустах газовых скважин газовых промыслов ГП-6 и ГП-9 не предусматривается, описание существующего положения для данных объектов не приводится.

ГП-1

В настоящее время имеется действующий «Проект нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (ПДВ) ООО «Газпром добыча Ямбург» филиал Газопромысловое управление Установка комплексной подготовки газа УКПГ-1 Газового промысла № 1 Ямбургское НГКМ (Надымский район ЯНАО)», выполненный в 2018 г. (Санитарно-эпидемиологическое заключение №89.01.03.000.Т.000391.09.18 от 10.09.2018 г., выданное Управлением федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по ЯНАО).

Управлением Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора) по Ямало-Ненецкому автономному округу на основании приказа от 12.11.2018 г. №968-п выдано ООО «Газпром добыча Ямбург» Разрешение на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух сроком действия до 12.11.2025 г.

Согласно Проекту нормативов ПДВ на территории ГП-1 выявлено 314 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, из них 249 организованных, 65 – неорганизованных и выбрасывается 40 наименований загрязняющих веществ 1-4 классов опасности, в том числе 32 газообразных и жидких и 8 твердых.

Общее количество выбросов на уровне существующего положения составляет – 12452,791606130 т/год из них:

- 0,182453044 т/год твердых веществ;
- 12452,609153086 т/год жидких и газообразных веществ.

Источники ГП-1 согласно Проекту нормативов ПДВ:

- УКПГ-1 и ДКС: 0001-0041, 0044-0096, 0112-0251, 6001-6011, 6042-6065;
- кусты скважин (КГС): 0097-0111 (ГФУ), 6012-6041 (неплотности).

Схемы источников выбросов ГП-1, разрешение на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух, санитарно-эпидемиологическое заключение на проект ПДВ представлены в приложении В тома 1004023ПД/04-ОВОС.2.

ГП-2

В настоящее время имеется действующий «Проект нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (ПДВ) для газового промысла №2 (ГП-2) Ямбургское НГКМ Газопромысловое управление ООО «Газпром добыча Ямбург» (Надымский район ЯНАО)», выполненный в 2018 г. (Санитарно-эпидемиологическое заключение №89.01.03.000.Т.000393.09.18 от 10.09.2018 г., выданное Управлением федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по ЯНАО).

Управлением Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора) по Ямало-Ненецкому автономному округу на основании приказа от 13.11.2018 г. №983/1-п выдано ООО «Газпром добыча Ямбург» Разрешение на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух сроком действия до 12.11.2025 г.

Согласно Проекту нормативов ПДВ на территории ГП-2 выявлено 390 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, из них 371 организованных, 19 – неорганизованных и выбрасывается 33 наименования загрязняющих веществ 1-4 классов опасности, в том числе 24 газообразных и жидких и 9 твердых.

Суммарный выброс загрязняющих веществ по ГП-2 составляет – 3605,7294845 т/год, в том числе:

- 0,6506218 т/год твердых веществ;
- 3605,0788627 т/год жидких/газообразных веществ.

Источники ГП-2 согласно Проекту нормативов ПДВ:

- УКПГ-2 и ДКС: 0001-0297, 6001-6005;
- кусты скважин (КГС): 0298-0311 (ГФУ), 0312-0371 (МКУ на КГС на перспективу), 6006-6019 (неплотности).

Схемы источников выбросов ГП-2, разрешение на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух, санитарно-эпидемиологическое заключение на проект ПДВ представлены в приложении В тома 1004023ПД/04-ОС.2.

ГП-3

В настоящее время имеется действующий «Проект нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (ПДВ) ООО «Газпром добыча Ямбург» филиал Газопромысловое управление Газовый промысел № 3 Ямбургское НГКМ (Надымский район ЯНАО)», выполненный в 2018 г. (Санитарно-эпидемиологическое заключение №89.01.03.000.Т.000394.09.18 от 10.09.2018 г., выданное Управлением федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по ЯНАО).

Управлением Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора) по Ямало-Ненецкому автономному округу на основании приказа от 13.11.2018 г.

№980-п выдано ООО «Газпром добыча Ямбург» Разрешение на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух сроком действия до 12.11.2025 г.

Согласно Проекту нормативов ПДВ на территории ГП-3 выявлено 425 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, из них 407 организованных, 18 – неорганизованных и выбрасывается 34 наименования загрязняющих веществ 1-4 классов опасности, в том числе 25 газообразных и жидких и 9 твердых.

Общее количество выбросов на уровне существующего положения составляет 3333,08570980 т/год, в том числе:

- 0,26504843 т/год твердых веществ
- 3332,82066137 т/год жидких/ газообразных веществ.

Источники ГП-3 согласно Проекту нормативов ПДВ:

- УКПГ-3 и ДКС: 0001-0323, 6001-6004;
- кусты скважин (КГС): 0324, 0330, 0336, 0342, 0348, 0354, 0360, 0366, 0372, 0378, 0384, 0390, 0396, 0402, (ГФУ), 0325-0329, 0331-0335, 0337-0341, 0343-0347, 0349-0353, 0355-0359, 0361-0365, 0367-0371, 0373-0377, 0379-0383, 0385-0389, 0391-0395, 0397-0401, 0403-0407 (МКУ на КГС на перспективу), 6005-6018 (неплотности).

Схемы источников выбросов ГП-3, разрешение на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух, санитарно-эпидемиологическое заключение на проект ПДВ представлены в приложении В тома 1004023ПД/04-ОС.2.

ГП-4

В настоящее время имеется действующий «Проект нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (ПДВ) ООО «Газпром добыча Ямбург» филиал Газопромывловое управление Газовый промысел ГП-4 Ямбургское НГКМ (Тазовский район ЯНАО)», выполненный в 2017 г. (Санитарно-эпидемиологическое заключение №89.96.04.000.Т.000017.06.17 от 06.06.2017 г., выданное Управлением федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по ЯНАО).

Управлением Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора) по Ямало-Ненецкому автономному округу на основании приказа от 13.11.2017 г. №538-п выдано ООО «Газпром добыча Ямбург» Разрешение на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух сроком действия до 13.08.2022 г.

Согласно Проекту нормативов ПДВ на территории ГП-4 выявлено 408 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, из них 351 организованных, 57 – неорганизованных и выбрасывается 31 наименование загрязняющих веществ 1-4 классов опасности, в том числе 23 газообразных и жидких и 8 твердых.

Общее количество выбросов на уровне существующего положения составляет – 4529,265775384008 т/год из них:

- 9,909573384008 т/год твердых веществ;
- 4519,356202 т/год жидких и газообразных веществ.

Источники ГП-4 согласно Проекту нормативов ПДВ:

- УКПГ-4 и ДКС: 0001-0327, 6001-6009;
- кусты скважин (КГС): 0328-0351 (ГФУ), 6010-6057 (неплотности).

Схемы источников выбросов ГП-4, разрешение на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух, санитарно-эпидемиологическое заключение на проект ПДВ представлены в приложении В тома 1004023ПД/04-ОВОС.2.

ГП-7

В настоящее время имеется действующий «Проект нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (ПДВ) ООО «Газпром добыча Ямбург» филиал Газопромысловое управление Газовый промысел ГП-7 Ямбургское НГКМ (Тазовский район ЯНАО)», выполненный в 2017 г. (Санитарно-эпидемиологическое заключение №89.96.04.000.Т.000008.04.17 от 24.04.2017 г., выданное Управлением федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по ЯНАО).

Управлением Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора) по Ямало-Ненецкому автономному округу на основании приказа от 31.07.2017 г. №379-п выдано ООО «Газпром добыча Ямбург» Разрешение на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух сроком действия до 30.05.2022 г.

Согласно Проекту нормативов ПДВ на территории ГП-7 выявлено 388 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, из них 316 организованных, 72 – неорганизованных и выбрасывается 30 наименований загрязняющих веществ 1-4 классов опасности, в том числе 23 газообразных и жидких и 7 твердых.

Общее количество выбросов на уровне существующего положения составляет – 4162,537479844153 т/год из них:

- 22,872346844153 т/год твердых веществ;
- 4139,665133 т/год жидких и газообразных веществ.

Источники ГП-7 согласно Проекту нормативов ПДВ:

- УКПГ-7 и ДКС: 0001-0191, 0193-0287, 6001-6012;
- кусты скважин (КГС): 0288-0317 (ГФУ), 6013-6072 (неплотности).

Схемы источников выбросов ГП-7, разрешение на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух, санитарно-эпидемиологическое заключение на проект ПДВ представлены в приложении В тома 1004023ПД/04-ОВОС.2.

Проектные решения МКУ КГС ГП2

Проектируемые площадки МКУ КГС№ 202, 203, 205, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215 примыкают к существующим кустовым площадкам КГС№ 202, 203, 205, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215 газового промысла №2 Ямбургского НГКМ.

МКУ КГС ГП3

Проектируемые площадки МКУ КГС№ 302, 303, 304, 305, 307, 308, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317 примыкают к существующим кустовым площадкам КГС№ 302, 303, 304, 305, 307, 308, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317 газового промысла №3 Ямбургского НГКМ.

МКУ КГС ГП4

Проектируемые площадки МКУ КГС№ 415, 420/421 примыкают к существующим кустовым площадкам КГС№ 415, 420/421 газового промысла №4 Ямбургского НГКМ.

Так как проектируемые источники выбросов находятся на территориях действующих ГП-2,3,4 новым источникам выбросов присваиваются номера, ранее не использованные при инвентаризации.

Источниками выбросов на проектируемых МКУ КГС являются:

1. организованный залповый – свеча сброса газа оборудования и трубопроводов отсека компрессорного агрегата и входного сепаратора МКУ:
 - ГП2 ист. 372, 379, 386, 393, 400, 407, 414, 421, 428, 435, 442, 449;
 - ГП3 ист. 408, 415, 422, 429, 436, 443, 450, 457, 464, 471, 478, 485, 492, 499;
 - ГП4 ист. 352, 359, 366.
2. организованный периодический – вентиляционная труба отсека компрессорного агрегата и входного сепаратора (В1, Ø700, Н=8,2 м, G=15439 м³/час) МКУ:
 - ГП2 ист. 373, 380, 387, 394, 401, 408, 415, 422, 429, 436, 443, 450;
 - ГП3 ист. 409, 416, 423, 430, 437, 444, 451, 458, 465, 472, 479, 486, 493, 500;
 - ГП4 ист. 353, 360, 367.
3. организованный постоянный – дефлектор отсека компрессорного агрегата и входного сепаратора (ВЕ1, Ø200, Н=5,2 м, G=135 м³/час) (аварийные утечки через неплотности ЗРА и фланцевых соединений) МКУ:
 - ГП2 ист. 374, 381, 388, 395, 402, 409, 416, 423, 430, 437, 444, 451;
 - ГП3 ист. 410, 417, 424, 431, 438, 445, 452, 459, 466, 473, 480, 487, 494, 501;
 - ГП4 ист. 354, 361, 368.
4. организованный периодический – выхлопная труба дизель генераторной установки отсека дизель-генератора МКУ:
 - ГП2 ист. 375, 382, 389, 396, 403, 410, 417, 424, 431, 438, 445, 452;
 - ГП3 ист. 411, 418, 425, 432, 439, 446, 453, 460, 467, 474, 481, 488, 495, 502;

- ГП4 ист. 355, 362, 369.
- 5. организованный постоянный – дыхательный клапан дренажной емкости отсека компрессорного агрегата и входного сепаратора МКУ:
 - ГП2 ист. 376, 383, 390, 397, 404, 411, 418, 425, 432, 439, 446, 453;
 - ГП3 ист. 412, 419, 426, 433, 440, 447, 454, 461, 468, 475, 482, 489, 496, 503;
 - ГП4 ист. 356, 363, 370.
- 6. организованный постоянный – вентиляционная труба отсека дизель-генератора (ВЗ, Ø200, Н=8,2 м, G=580 м³/час) МКУ:
 - ГП2 ист. 377, 384, 391, 398, 405, 412, 419, 426, 433, 440, 447, 454;
 - ГП3 ист. 413, 420, 427, 434, 441, 448, 455, 462, 469, 476, 483, 490, 497, 504;
 - ГП4 ист. 357, 364, 371.
- 7. организованный периодический – дыхательный клапан емкости дизтоплива дизель генераторной установки отсека дизель-генератора МКУ:
 - ГП2 ист. 378, 385, 392, 399, 406, 413, 420, 427, 434, 441, 448, 455;
 - ГП3 ист. 414, 421, 428, 435, 442, 449, 456, 463, 470, 477, 484, 491, 498, 505;
 - ГП4 ист. 358, 365, 372.
- 8. неорганизованный – утечки через неплотности ЗРА и фланцевых соединений трубопроводов МКУ:
 - ГП2 ист. 6020, 6021, 6022, 6023, 6024, 6025, 6026, 6027, 6028, 6029, 6030, 6031;
 - ГП3 ист. 6019, 6020, 6021, 6022, 6023, 6024, 6025, 6026, 6027, 6028, 6029, 6030, 6031, 6032;
 - ГП4 ист. 6058, 6059, 6060.

Операциями, связанными с выбросами загрязняющих веществ в атмосферу в период штатного режима эксплуатации проектируемого объекта, являются:

- стравливание газа с технологического оборудования, трубопроводов при регламентированном режиме работы при полной ревизии оборудования, трубопроводов, арматуры (1 раз в год) и перед проведением ремонтных работ (по мере необходимости);
- сброс газа с предохранительных клапанов при проверке их работоспособности – 1 раз в месяц (приложение Н СТО Газпром 2-2.3-1122-2017 Газораспределительные станции. Правила эксплуатации);
- «большие» и «малые дыхания» емкостей дренажной и дизтоплива;
- утечки газа через неплотности ЗРА и фланцевых соединений оборудования и трубопроводов.

Залповые выбросы производятся одновременно.

Проектом принят класс герметичности запорной арматуры - «А» по ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов» (отсутствие видимых утечек). Ра-

бочая среда – метанол, газ, дизельное топливо. Соединения труб с соединительными деталями и арматурой предусматриваются преимущественно сварными, что исключает выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Мощность залповых выбросов (г/с) определяется с учетом 30-ти минутного периода осреднения (Приказ Минприроды России от 06 июня 2017 г. №273 «Об утверждении методов расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе»).

Операциями, связанными с выбросами загрязняющих веществ в атмосферу в период аварийного режима эксплуатации проектируемого объекта, являются:

- сброс газа с предохранительных клапанов при превышении допустимого давления в системе.

Узлы приема очистного устройства (УПОУ) на УКПГ-2 и УКПГ-3

Источниками выбросов на узлах приема очистного устройства являются:

1. организованный залповый – свечи сброса газа с блока предохранительных клапанов пробкоуловителей:
 - ГП2 ист. 456, 457, 458;
 - ГП3 ист. 506, 507.
2. организованный залповый – свечи сброса газа с пробкоуловителей при ремонте:
 - ГП2 ист. 459, 460, 461;
 - ГП3 ист. 509, 510.
3. организованный периодический – воздушник дренажной емкости:
 - ГП2 ист. 462;
 - ГП3 ист. 512.
4. неорганизованный периодический – стояк налива автоцистерн:
 - ГП2 ист. 6032;
 - ГП3 ист. 6033.
5. неорганизованный – утечки через неплотности ЗРА и фланцевых соединений оборудования и трубопроводов:
 - ГП2 ист. 6033;
 - ГП3 ист. 6034.

Газ из пробкоуловителя стравливается в факельный коллектор УКПГ:

- при проведении очистки каждого шлейфа на конечном участке прохождения очистного устройства. Объем стравливаемого газа при очистке каждого шлейфа для УКПГ-2 – 1000 м³ (при P=0,1013 МПа и t=20°C), для УКПГ-3 – 800 м³ (при P=0,1013 МПа и t=20 С);
- при аварии, пожаре. Объем стравливаемого газа для УППГ-2 – 5000 м³ (при P=0,1013 МПа и t=20°C), УКПГ-3 – 2400 м³ (при P=0,1013 МПа и t=20 С);

- перед проведением очистки и пропарки. Объем стравливаемого газа для УППГ-2 – 1200 м³ (при P=0,1013 МПа и t=20° С), УКПГ-3 – 800 м³ (при P=0,1013 МПа и t=20 С). Периодичность проведения очистки и пропарки – один раз в год.

Очистка шлейфов проводится по состоянию (падению давления на входе УКПГ) ориентировочно четыре раза в год.

Основными операциями, связанными с выбросами загрязняющих веществ в атмосферу в период эксплуатации проектируемых узлов приема очистных устройств, являются:

- стравливание остаточного газа из пробкоуловителя (при проведении ремонтов);
- проверка работоспособности предохранительных клапанов, установленных в обвязке пробкоуловителя (4 раза в год перед процессом очистки);
- «большие» и «малые дыхания» дренажных емкостей;
- сброс газа на факел при очистке, пропарке и аварийных ситуациях.

На площадках узлов приема возможны аварийные выбросы газа при срабатывании предохранительных клапанов в случае превышения допустимого давления в системе.

МКУ, УКПГ, УПОУ, КУ представляют собой герметичные системы, исключаяющие постоянные утечки газа.

Проектом принят класс герметичности запорной арматуры - «А» по ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов» (отсутствие видимых утечек). Соединения труб с соединительными деталями и арматурой предусматриваются преимущественно сварными, что исключает выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

В процессе эксплуатации проектируемого объекта возможно нарушение герметичности различных видов соединений (запорная арматура, фланцевые соединения технологического оборудования и трубопроводов), что влечет за собой утечки газа. Выбросы загрязняющих веществ через неплотности ЗРА и фланцевых соединений учитываются как аварийные проектные выбросы и не нормируются (согласно п.6.5, 6.8, 7.1 СТО Газпром 2-1.19-058-2006). Для предупреждения и своевременной ликвидации утечек предусмотрены систематический контроль герметичности оборудования, трубопроводов, их техническое обслуживание и ремонт (регулярный профилактический осмотр запорной арматуры, периодическая набивка смазки в краны, контроль загазованности в производственных помещениях, обнаружение источников утечек обмыливанием и т.д.). Обнаруженные аварийные утечки немедленно устраняются обслуживающим персоналом. Эксплуатация негерметичной запорной арматуры категорически запрещается.

Аварийные выбросы не нормируются. Учет фактических аварийных выбросов за истекший год включается в форму ежегодного Федерального государственного статистического наблюдения №2ТП (воздух).

Учет фактических аварийных выбросов за истекший год включается в форму ежегодного Федерального государственного статистического наблюдения №2ТП (воздух).

6.1.2.2 Перечень и характеристика загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Загрязняющими веществами, выбрасываемыми проектируемыми источниками выбросов являются: оксид и диоксид азота, диоксид серы, оксид углерода, углерод (сажа), дигидросульфид (сероводород) метан, бенз(а)пирен, метанол, формальдегид, керосин, углеводороды предельные C₁₂-C₁₉, масло минеральное нефтяное.

Коды, классы опасности и предельно допустимые концентрации и ориентировочные безопасные уровни воздействия веществ в атмосферном воздухе населенных мест приняты согласно документа «Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух» С-Пб., 2018 г., СанПиН 2.1.3684-21, СанПиН 1.2.3685-21.

Коэффициенты трансформации оксидов азота для ЯНАО приняты согласно СТО Газпром 2-1.19-200-2008 Методика определения региональных коэффициентов трансформации оксидов азота на основе расчетно-экспериментальных данных: NO – 0,39, NO₂ – 0,40.

Расчеты количественных характеристик выбросов для существующего объекта выполнены в Проекте нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для Газового промысла №5 (ГП-5) Ямбургское НГКМ Газопромысловое управление ООО «Газпром добыча Ямбург» (Надымский район ЯНАО) и Проекте нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (ПДВ) ООО «Газпром добыча Ямбург» филиал Газопромысловое управление Газовый промысел №6 (ГП-6) Ямбургское НГКМ (Надымский район ЯНАО), выполненных ООО «Газпром добыча Ямбург» в 2018 г., и в данном проекте не приводятся.

Перечень загрязняющих веществ, их санитарно-гигиенические нормативы и величины максимально-разовых и валовых выбросов на период эксплуатации представлены в таблицах 6.3-6.6.

Таблица 6.3 Перечень и количество выбросов загрязняющих веществ от проектируемых источников выбросов (в период до 2023 года)

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/год
0301	Азота диоксид (Дву-окись азота; пероксид азота)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,200 0,100 0,040	3	0,1258888	0,124344
0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,400 - 0,060	3	0,1227417	0,121229
0328	Углерод (Пигмент черный)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,150 0,050 0,025	3	0,0213888	0,021687

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/год
0330	Сера диоксид	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,500 0,050 -	3	0,0336112	0,032537
0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,008 - 0,002	2	0,0000180	0,001258
0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод монокись; угарный газ)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	5,000 3,000 3,000	4	0,2200000	0,216870
0410	Метан	ОБУВ	50,000		31,8558285	113,621268
0703	Бенз/а/пирен	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	- 1,00e-06 1,00e-06	1	0,0000004	3,82e-07
1052	Метанол (Карбинол; метиловый спирт; метилгидроксид; моногидроксиметан)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	1,000 0,5 0,2	3	0,1959950	34,813909
1325	Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,050 0,010 0,003	2	0,0045833	0,004340
2732	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	ОБУВ	1,200		0,1100000	0,108435
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	ОБУВ	0,050		0,0703132	16,038153
2754	Алканы C12-19 (в пересчете на С)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	1,000 - -	4	0,0064488	0,451462
Всего веществ : 13					32,7668176	165,555493
в том числе твердых : 3					0,0917024	16,059841
жидких/газообразных : 10					32,6751152	149,495653
	Группы веществ, обладающих эффектом комбинированного вредного действия:					
6035	(2) 333 1325					
6043	(2) 330 333					
6204	(2) 301 330					

Таблица 6.4 Перечень и количество выбросов загрязняющих веществ от проектируемых источников выбросов (в период после 2023 года)

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/год
0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,200 0,100 0,040	3	0,1258888	0,124344
0304	Азот (II) оксид (Азот мо-	ПДК м.р.	0,400	3	0,1227417	0,121229

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/год
	нооксид)	ПДК с.с. ПДК с.г.	- 0,060			
0328	Углерод (Пигмент черный)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,150 0,050 0,025	3	0,0213888	0,021687
0330	Сера диоксид	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,500 0,050 -	3	0,0336112	0,032537
0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,008 - 0,002	2	0,0000180	0,001258
0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	5,000 3,000 3,000	4	0,2200000	0,216870
0410	Метан	ОБУВ	50,000		31,9026274	115,076902
0703	Бенз/а/пирен	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	- 1,00e-06 1,00e-06	1	0,0000004	3,82e-07
1052	Метанол (Карбинол; метиловый спирт; метилгидроксид; моногидроксиэтан)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	1,000 0,5 0,2	3	0,3315173	39,029194
1325	Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,050 0,010 0,003	2	0,0045833	0,004340
2732	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	ОБУВ	1,200		0,1100000	0,108435
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	ОБУВ	0,050		0,0703132	16,038153
2754	Алканы C12-19 (в пересчете на C)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	1,000 - -	4	0,0064488	0,451462
Всего веществ : 13					32,9491388	171,226413
в том числе твердых : 3					0,0917024	16,059841
жидких/газообразных : 10					32,8574365	155,166572
Группы веществ, обладающих эффектом комбинированного вредного действия:						
6035	(2) 333 1325					
6043	(2) 330 333					
6204	(2) 301 330					

Таблица 6.5 Перечень и количество выбросов загрязняющих веществ на существующее положение и после ввода проектируемого объекта в эксплуатацию (в период до 2023 года)

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/год
0123	диЖелезо триоксид (железа оксид) (в пересчете на железо) (Железо сесквиоксид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	- 0,040 -	3	0,0191780	0,115451
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганец (IV) оксид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,010 0,001 0,00005	2	0,0002580	0,002873
0168	Олово оксид	ПДК с/с	0,020	3	0,0000031	2,74e-07
0184	Свинец и его неорганические соединения (в пересчете на свинец) (Свинец)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,001 0,0003 0,00015	1	0,0000044	3,89e-07
0203	Хром (в пересчете на хрома (VI) оксид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	- 0,0015 8,0e-06	1	0,0001393	0,000050
0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,200 0,100 0,040	3	40,8004283	900,305065
0303	Аммиак (Азота гидрид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,200 0,100 0,040	4	0,0026620	0,033330
0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,400 - 0,060	3	39,7811213	877,784287
0322	Серная кислота (по молекуле H ₂ SO ₄)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,300 0,1 0,001	2	0,0065616	0,000182
0328	Углерод (Пигмент черный)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,150 0,050 0,025	3	1,0485599	27,759264
0330	Сера диоксид	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,500 0,050 -	3	0,8845835	0,816061
0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,008 - 0,002	2	0,0004045	0,006565
0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	5,000 3,000 3,000	4	404,8370875	4425,168177
0342	Фтористые газообразные соединения (в пересчете на фтор): - Гидрофторид (Водород фторид; фтороводород)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,020 0,014 0,005	2	0,0006877	0,003636
0344	Фториды неорганиче-	ПДК м.р.	0,200	2	0,0002890	0,001519

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/год
	ские плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат)	ПДК с.с. ПДК с.г.	0,030 -			
0410	Метан	ОБУВ	50,000		2227,0072206	2220,619923
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,200 - 0,100	3	0,1222813	1,692307
0621	Метилбензол (Фенилметан)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,600 - 0,40	3	0,1082497	1,229403
0703	Бенз/а/пирен	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	- 1,00e-06 1,00e-06	1	0,0000097	0,000012
1023	Диэтиленгликоль	ПДК с/с	0,200	4	0,5189606	9,904154
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,100 - -	3	0,0595900	0,674208
1052	Метанол (Карбинол; метиловый спирт; метилгидроксид; моногидроксиметан)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	1,000 0,5 0,2	3	14,8359201	104,607184
1061	Этанол (Этиловый спирт; метилкарбинол)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	5,000 - -	4	0,0332707	0,376760
1071	Гидроксибензол (фенол) (Оксибензол; фенилгидроксид; фениловый спирт; моногидроксибензол)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,010 0,006 0,003	2	0,0000205	0,003555
1119	2-Этоксиэтанол (Этилцеллозольв, Этиловый эфир этиленгликоля)	ОБУВ	0,700		0,0111222	0,126902
1210	Бутилацетат (Бутиловый эфир уксусной кислоты)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,100 - -	4	0,1107424	1,249294
1325	Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,050 0,010 0,003	2	0,0970720	0,094423
1401	Пропан-2-он (Диметилкетон; диметилформальдегид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,350 - -	4	0,0097319	0,111039
1716	Одорант смесь природных меркаптанов с массовым содержанием этантиола 26-41%, изопропантиола 38-47%, вторбутантиола 7-13%	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,012 - -	4	0,0001807	0,000132
2732	Керосин (Керосин пря-	ОБУВ	1,200		2,3300000	2,268138

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/год
	мой перегонки; керосин дезодорированный)					
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	ОБУВ	0,050		0,2478746	18,514812
2752	Уайт-спирит	ОБУВ	1,000		0,1222813	1,811122
2754	Алканы С12-19 (в пересчете на С)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	1,000 - -	4	0,0425325	0,590019
2902	Взвешенные вещества	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,500 0,150 0,075	3	0,0531583	0,659620
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния, в %: - 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем и другие)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,300 0,100 -	3	0,0001708	0,001434
2930	Пыль абразивная	ОБУВ	0,040		0,0038000	0,005652
Всего веществ : 36					2733,0961579	8596,536554
в том числе твердых : 14					1,9035278	57,091744
жидких/газообразных : 22					2731,1926301	8539,444810
Группы веществ, обладающих эффектом комбинированного вредного действия:						
6003	(2) 303 333					
6004	(3) 303 333 1325					
6005	(2) 303 1325					
6010	(4) 301 330 337 1071					
6013	(2) 1071 1401					
6034	(2) 184 330					
6035	(2) 333 1325					
6038	(2) 330 1071					
6040	(5) 301 303 304 322 330					
6041	(2) 322 330					
6043	(2) 330 333					
6053	(2) 342 344					
6204	(2) 301 330					
6205	(2) 330 342					

Примечание: Суммарные разовые выбросы (г/с) сформированы только по источникам выброса, которые учитывались при проведении расчета загрязнения атмосферы (УПРЗА Эколог 3).

Суммарные выбросы (т/год) сформированы по всем источникам выброса.

Таблица 6.6 Перечень и количество выбросов загрязняющих веществ на существующее положение и после ввода проектируемого объекта в эксплуатацию (в период после 2023 года)

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/год
0123	диЖелезо триоксид (железа оксид) (в пересчете на железо) (Железо сесквиоксид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	- 0,040 -	3	0,0155919	0,098911
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганец (IV) оксид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,010 0,001 0,00005	2	0,0002052	0,002567
0168	Олово оксид	ПДК с/с	0,020	3	0,0000031	2,74e-07
0184	Свинец и его неорганические соединения (в пересчете на свинец) (Свинец)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,001 0,0003 0,00015	1	0,0000044	3,89e-07
0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,200 0,100 0,040	3	33,5207326	615,103803
0303	Аммиак (Азота гидрид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,200 0,100 0,040	4	0,0026620	0,033330
0304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,400 - 0,060	3	32,6834180	599,713055
0322	Серная кислота (по молекуле H ₂ SO ₄)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,300 0,1 0,001	2	0,0065616	0,000182
0328	Углерод (Пигмент черный)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,150 0,050 0,025	3	1,0485599	27,759264
0330	Сера диоксид	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,500 0,050 -	3	0,8845835	0,816061
0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,008 - 0,002	2	0,0004045	0,006565
0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	5,000 3,000 3,000	4	372,2368573	4045,072129
0342	Фтористые газообразные соединения (в пересчете на фтор): - Гидрофторид (Водород фторид; фтороводород)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,020 0,014 0,005	2	0,0003973	0,003215

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/год
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафтора-люминат)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,200 0,030 -	2	0,0001709	0,001383
0410	Метан	ОБУВ	50,000		2053,7448058	1738,887909
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,200 - 0,100	3	0,1018125	1,373760
0621	Метилбензол (Фенилметан)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,600 - 0,40	3	0,0824150	0,973633
0703	Бенз/а/пирен	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	- 1,00e-06 1,00e-06	1	0,0000097	0,000012
1023	Диэтиленгликоль	ПДК с/с	0,200	4	0,4545372	8,409597
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,100 - -	3	0,0369150	0,432438
1052	Метанол (Карбинол; метиловый спирт; метилгидроксид; моногидроксиметан)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	1,000 0,5 0,2	3	14,5628399	106,413832
1061	Этанол (Этиловый спирт; метилкарбинол)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	5,000 - -	4	0,0217075	0,254875
1071	Гидроксибензол (фенол) (Оксибензол; фенилгидроксид; фениловый спирт; моногидроксибензол)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,010 0,006 0,003	2	0,0000205	0,003555
1119	2-Этоксизтанол (Этилцеллозольв, Этиловый эфир этиленгликоля)	ОБУВ	0,700		0,0104000	0,123702
1210	Бутилацетат (Бутиловый эфир уксусной кислоты)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,100 - -	4	0,0565375	0,655869
1325	Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,050 0,010 0,003	2	0,0970720	0,094423
1401	Пропан-2-он (Диметилкетон; диметилформальдегид)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,350 - -	4	0,0091000	0,108239

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/год
1716	Одорант смесь природных меркаптанов с массовым содержанием этантиола 26-41%, изопропантиола 38-47%, вторбутантиола 7-13%	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,012 - -	4	0,0001807	0,000132
2732	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	ОБУВ	1,200		2,3300000	2,268138
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	ОБУВ	0,050		0,2052415	18,090647
2752	Уайт-спирит	ОБУВ	1,000		0,1018125	1,384344
2754	Алканы C12-19 (в пересчете на С)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	1,000 - -	4	0,0425325	0,590019
2902	Взвешенные вещества	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,500 0,150 0,075	3	0,0005000	0,001750
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния, в %: - 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем и другие)	ПДК м.р. ПДК с.с. ПДК с.г.	0,300 0,100 -	3	0,0001118	0,001366
2930	Пыль абразивная	ОБУВ	0,040		0,0038000	0,005652
Всего веществ : 35					2512,2625038	7168,684357
в том числе твердых : 13					1,7391355	54,494852
жидких/газообразных : 22					2510,5233682	7114,189505
Группы веществ, обладающих эффектом комбинированного вредного действия:						
6003	(2) 303 333					
6004	(3) 303 333 1325					
6005	(2) 303 1325					
6010	(4) 301 330 337 1071					
6013	(2) 1071 1401					
6034	(2) 184 330					
6035	(2) 333 1325					
6038	(2) 330 1071					
6040	(5) 301 303 304 322 330					

Загрязняющее вещество		Используемый критерий	Значение критерия мг/м ³	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	наименование				г/с	т/год
6041	(2) 322 330					
6043	(2) 330 333					
6053	(2) 342 344					
6204	(2) 301 330					
6205	(2) 330 342					

Примечание: Суммарные разовые выбросы (г/с) сформированы только по источникам выброса, которые учитывались при проведении расчета загрязнения атмосферы (УПРЗА Эколог 3).

Суммарные выбросы (т/год) сформированы по всем источникам выброса.

Таблица 6.7 Сравнительная характеристика выбросов до и после реконструкции

Объект	Источники выбросов и суммарный выброс загрязняющих веществ		
	Существующее положение	После реконструкции до 2023 г	После реконструкции после 2023 г
ГП1	Существующие 314 шт.: 0001-0041, 0044-0251, 6001-6065 Итого 314 шт.	Существующие 327 шт.: 0001-0296, 0362, 6001-6030 Проектируемые 121 шт.: 0297-0397, 6031-6050 Итого 448 шт.	Существующие 114 шт.: 0001-0006, 0017-0019, 0041-0043, 0047-0088, 0090-0092, 0257-0273, 0275, 0280-0296, 6001,6004, 6011- 6030 Демонтируемые 213 шт.: 0007-0016, 0020-0040, 0044-0046, 0089, 0093-0256, 0274, 0276, 0277, 0278(2025 г), 0279(2025г), 0362, 6002, 6003, 6005-6010, Проектируемые 122 шт.: 297-397, 398, 6031-6050 Итого 236 шт.
ГП2	Существующие 390 шт.: 0001-0371, 6001-6019 Итого 390 шт.		
ГП3	Существующие 425 шт.: 0001-0407, 6001-6018 Итого 425 шт.		
ГП4	Существующие 408 шт.: 0001-0351, 6001-6057 Итого 408 шт.		
ГП7	Существующие 388 шт.: 0001-0191, 0193-0317, 6001-6072 Итого 388 шт.		
	Выброс загрязняющих веществ 4162,537 т/год	Выброс загрязняющих веществ 4162,537 т/год	Выброс загрязняющих веществ 4162,537 т/год

6.1.2.3 Расчет выбросов загрязняющих веществ и параметры источников выбросов загрязняющих веществ

Расчеты количественных характеристик выбросов для проектируемого объекта представлены в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (Приложение Е тома 8.1.2 1004023ПД/04-ОВОС1.2).

Исходными данными для проведения расчета уровня загрязнения атмосферы являются параметры выбросов загрязняющих веществ.

Таблица параметров источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составлена по программе УПРЗА «Эколог» Версия 4.60 в соответствии с ГОСТ Р 58577-2019 «Правила установления нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ проектируемыми и действующими хозяйствующими субъектами и методы определения этих нормативов».

Параметры источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации проектируемого объекта представлены в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (Приложение Ж тома 8.1.3 1004023ПД/04-ОВОС1.3).

6.1.2.4 Определение уровня загрязнения атмосферы и зоны влияния выбросов

Расчет концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы выполнен в соответствии с МРР-2017 с использованием утвержденной ГГО им. Воейкова Роскомгидромета, унифицированной программы расчета загрязнения атмосферы УПРЗА «Эколог» 4.60, разработанной фирмой «Интеграл» г. С-Петербург, с учетом метеорологических коэффициентов, определяющих условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе. При расчете учитывались опасные направления и скорости ветра, обуславливающие максимальные значения концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

Расчеты рассеивания выполнены с использованием ПДК м.р. (вариант 1, 2) и ПДК с.с. (вариант 3, 4).

Значения предельно допустимых максимально-разовых (ПДКм.р.) и средне-суточных концентраций загрязняющих веществ (ПДКс.с.) приняты согласно «Перечню и кодам веществ, загрязняющих атмосферный воздух», С-Пб., 2018 г.

Расчет рассеивания выполнен в системе координат, используемой для ведения Единого государственного реестра недвижимости (СК – МО Надымский район). Расчетная площадка включают в себя существующие площадки кустов газовых скважин, проектируемые площадки МКУ, существующие площадки УКПГ-5 и УКПГ-6, санитарно-защитные зоны площадок УКПГ-5 и УКПГ-6 равные 1000 м и санитарные разрывы МКУ равные 500 м. Размер расчетной площадки 30000x20000, шаг расчетной сетки по осям X и Y принят равным 500 м.

Ввод МКУ на кустах газовых скважин ГП-6 позволит поддерживать работоспособность ДКС-6 и УКПГ-6 до 2023 года. Со второго квартала 2023 года производительности КГС ГП-6 будет недостаточно для штатного режима работы ДКС. Для дальнейшей эксплуатации промысла предусмотрено объединение УКПГ-5 с УКПГ-6, с переводом установки комплексной подготовки газа (УКПГ-5) в установку предварительной подготовки газа (УППГ-5).

Расчет рассеивания выполнен для четырех вариантов расчета:

- Вариант 1 (ПДКм.р.) – расчет максимальных приземных концентраций при штатном режиме эксплуатации в период до 2023 года (после ввода МКУ и до реконструкции УКПГ-5);
- Вариант 3 (ПДКст) расчет долгопериодных концентраций при штатном режиме эксплуатации в период до 2023 года (после ввода МКУ и до реконструкции УКПГ-5);
- Вариант 2 (ПДКм.р.) – расчет максимальных приземных концентраций при штатном режиме эксплуатации в период после 2023 года (после реконструкции УКПГ-5 и перевода УКПГ-5 в УППГ-5);
- Вариант 2 (ПДКм.р.) – расчет долгопериодных концентраций при штатном режиме эксплуатации в период после 2023 года (после реконструкции УКПГ-5 и перевода УКПГ-5 в УППГ-5).

Расчет рассеивания выполнен для летних условий (наихудший для рассеивания выбросов 3В период) с учетом фоновых загрязнений атмосферного воздуха, с учетом нестационарности выбросов во времени существующих и проектируемых источников при штатном режиме эксплуатации объекта. Учитывалась не одновременность работы источников залповых выбросов.

УКПГ-5

Одновременно осуществляется опорожнение или вытеснение воздуха газом только одного участка трубопровода или вида оборудования, поэтому на расчет рассеивания заданы источники с данным видом работ, характеризующиеся максимальным выбросом – источники №№ 0019, 0087. Из расчета исключены источники №№ 0001-0004, 0012-0015, 0027, 0035, 0036, 0045, 0046, 0062, 0063, 0074, 0090-0092, 0159, 0160-0169, 0176-0179, 0181, 0182, 0184, 0185, 0186-0192, 0198, 0245, 0257, 0258, 0261, 0262, 0264, 0265, 0267-0273, 0362.

Отбор проб и проверка работоспособности ДЭС не учитываются, из расчета исключены источники № 0011, 0016, 0018, 0076, 0077, 0189.

В работе может находиться только одна печь. На расчет заданы источники №№ 0025, 0059, исключены из расчета – №№ 0024, 0026, 0027, 0058, 0060-0063, 0180, 0183, 0263, 0266.

В работе одновременно находится один газоперекачивающий агрегат (КЦ-1). На расчет рассеивания задан ГПА-16 (источник №0093), и соответствующие ему – маслобак двигателя ГПА (источник №0105), маслобак нагнетателя ГПА (источник №0111), маслосистема нагнетателя (источник №0117), дегазатор масла (источник №0118), вентиляция (источники №№0135, 0136). Источники №№0094-0104, 0106-0110, 0112-0116, 0119-0134, 0137-0158 исключены из расчета.

В работе одновременно находится одна газоперекачивающая установка (КЦ-2). На расчет рассеивания задана газовая турбина ГПУ-16 (источник №0193), маслобак нагнетателя (источник №0230), ЗОН (источник №0231), ПОН (источник №0232), маслобак двигателя (источник №0246). Источники №№0194-0229, 0233-0245, 0247-0256 исключены из расчета.

В расчете рассеивания учитывались выбросы при продувках скважин на ГФУ кустов скважин № 505, 509 (в расчет приняты источники №№0287, 0291). Источники №№0283, 02840285, 0286, 0288-0290, 0292-0296 исключены из расчета рассеивания.

Все остальные источники выбросов, не указанные выше, заданы на расчет.

УКПГ-6

В соответствии с технологическим регламентом, в работе находится только одна из печей. В связи с чем, в расчете рассеивания учитывались источники с наибольшим выбросом – ИЗА №№ 0039, 0046, 0081, 0092, 0177, 0262. В расчете рассеивания не учитывались выбросы от печей огневой регенерации ДЭГа (ИЗА № 0040, 0041), от печи огневой регенерации метанола (ИЗА № 0047), выбросы от печей УПТ (ИЗА №№ 0082-0084), подогревателей (ИЗА №№ 0093-0096, 0178, 0263, 0264), ГФУ (ИЗА № 0078) и свечей разделителя Р-2.2 (ИЗА №№ 0032-0035).

Одновременно работают 1 ГПА 1 ступени компримирования и 2 ГПА 2 ступени компримирования. В связи с этим в расчете рассеивания не учитывались выбросы от ИЗА №№ 0119-0152, 0155-0157, 0160-0162, 0165-0168, 0197-0199, 0210-0219, 0223-0225, 0229-0237, 0241-0243.

Не учитывались источники, выбросы от которых осуществляются в период остановки отдельного технологического оборудования на профилактический осмотр, при котором происходит освобождение технологической системы от газа, а также при продувках и опорожнениях трубопроводов, которые проводятся при планово-предупредительных работах и ремонтах. Таким образом, в расчете рассеивания не учитывались выбросы от ИЗА №№ 0002-0004, 0006-0015, 0019, 0042, 0048, 0052, 0053, 0055, 0057, 0077, 0085, 0086, 0097-0100, 0109-0110, 0113, 0171, 0173-0175, 0179, 0180, 0192, 0193, 0355, 0194-0196, 0244-0254, 0256-0260, 0265-0267, 0272, 0273.

В расчете рассеивания учитывались выбросы при продувках скважин на ГФУ кустов скважин №№ 610, 612 (источники №№ 0320, 0327). Остальные источники ИЗА №№ 0276, 0282, 0288, 0294, 0300, 0306, 0312, 0318, 0319, 0320, 0321, 0333, 0334, 0340-0345 не учитывались.

Все остальные источники выбросов, не указанные выше, заданы на расчет.

В расчетах рассеивания после 2023 г. (после реконструкции и перевода УКПГ-5 в УППГ-5) дополнительно не учитываются источники, исключаемые согласно данным в таблице 3.14.

Координаты источников выбросов и расчетных точек приняты в местной системе координат, используемой для ведения Единого государственного реестра недвижимости на территории Надымского района.

В качестве расчетных точек приняты точки:

- на границах контуров объектов (которые совпадают с границами промышленных площадок УКПГ и площадок МКУ);
- на границах санитарно-защитных зон площадок УКПГ-5 и УКПГ-6;
- на границах санитарных разрывов площадок МКУ на КГС 612, 505 и 509 наиболее близко расположенных к площадкам УКПГ, и границы санитарных

разрывов которых пересекаются с границами СЗЗ площадок УКПГ, в том числе в точках пересечения данных границ;

- на границе ВЖК около УКПГ-6.

Расчетные точки представлены на картах рассеивания в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (Приложение К тома 8.1.3 1004023/ПД-ООС1.3) и в графической части тома 8.1.3 1004023/ПД-ООС1.3 на ситуационном плане на листе 1.

Расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере и карты распределения концентраций приведены в приложении К тома 8.1.3 1004023/ПД-ООС1.3.

Значения расчетных максимальных концентраций загрязняющих веществ, полученные при проведении рассеивания, представлены в таблицах 6.8.

Таблица 6.8 Значения расчетных максимальных концентраций загрязняющих веществ для объекта и зона влияния

Загрязняющее вещество		Расчетные максимальные концентрации до 2023 года, доли ПДК _{мр} , с учетом фона/фон							Зона влияния с фоном		Расчетные максимальные концентрации после 2023 года, доли ПДК _{мр} , с учетом фона/фон							Зона влияния с фоном	
		УКПГ-5		УКПГ-6		МКУ					На границе ВЖК-6	УКПГ-5		УКПГ-6		МКУ			
код	наименование	на границе контура объекта	на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта	на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта	на границе санитарного разрыва (500 м)	на границе ВЖК-6	0,05 ПДК	1ПДК		на границе контура объекта	на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта	на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта	на границе санитарного разрыва (500 м)	На границе ВЖК-6	0,05 ПДК
143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганец (IV) оксид)	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
184	Свинец и его неорганические соединения (в пересчете на свинец) (Свинец)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0
301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,93/0,27	0,48/0,27	1,11/0,27	0,54/0,27	0,48/0,27	0,53/0,27	0,50/0,27	-	447	0,92/0,27	0,41/0,27	1,11/0,27	0,51/0,27	0,44/0,27	0,43/0,27	0,53/0,27	-	425
303	Аммиак (Азота гидрид)	0,04	-	-	-	-	-	-	-	-	0,08	0	0	0	0	0	0	-	-
304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,45/0,09	0,19/0,09	0,53/0,09	0,53/0,09	0,24/0,09	0,22/0,09	0,19/0,09	-	-	0,44/0,09	0,39/0,09	0,53/0,09	0,21/0,09	0,18/0,09	0,17/0,09	0,23/0,09	-	-
322	Серная кислота (по молекуле H ₂ SO ₄)	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0	0	0	0	0	0	0	-	-
328	Углерод (Пигмент черный)	0,15	0,03	1,05	0,47	0,23	0,28	0,54	6254	386	0,15	0,03	2,04	0,49	0,28	0,28	0,54	6321	407
330	Сера диоксид	0,12/0,04	0,05/0,04	0,14/0,04	0,06/0,04	0,05/0,04	0,05/0,04	0,06/0,04	1734	-	0,12/0,04	0,05/0,04	0,14/0,04	0,06/0,04	0,05/0,04	0,05/0,04	0,06/0,04	1646	79
333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,08	0	0	0	0	0	0	-	-	0,08	0	0	0	0	0	0	-	-
337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,49/0,36	0,43/0,36	0,73/0,36	0,46/0,36	0,41/0,36	0,44/0,36	0,45/0,36	-	-	0,49/0,36	0,43/0,36	0,73/0,36	0,46/0,36	0,44/0,36	0,43/0,36	0,47/0,36	-	-
342	Фтористые газообразные соединения (в пересчете на фтор): - Гидрофторид (Водород фторид; фтороводород)	0,01	0	0	0	0	0	0	-	-	0,01	0	0	0	0	0	0	-	-
344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафтора-люминат)	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0	0	0	0	0	0	0	-	-
410	Метан	1,51	0,49	0,16	0,03	0,54	0,52	0,03	7900	658	1,51	0,47	0,16	0,03	0,54	0,49	0,02	6798	-
616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,19	0,01	1,06	0,07	0,02	0,02	0,07	1121	-	0	0	1,06	0,07	0,02	0,02	0,07	1107	-
621	Метилбензол (Фенилметан)	0,08	0,01	0,29	0,02	0	0	0,01	545	-	0	0	0,29	0,02	0	0	0,02	596	-
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт)	0,41	0,03	0,77	0,05	0,02	0,03	0,05	922	-	0	0	0,77	0,05	0,01	0,01	0,05	957	-
1052	Метанол (Карбинол; метиловый спирт; метилгидроксид; моногидроксиметан)	2,87	0,21	2,51	0,37	0,35	0,18	0,44	4285	423	1,71	0,11	1,77	0,27	0,33	0,11	0,31	3785	304
1061	Этанол (Этиловый спирт; метилкарбинол)	0	0	0,00	0	0	0	0	-	-	0	0	0,00	0	0	0	0	-	-
1071	Гидроксибензол (фенол)	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0	0	0	0	0	0	0	-	-

Загрязняющее вещество		Расчетные максимальные концентрации до 2023 года, доли ПДК _{мр} , с учетом фона/фон							Зона влияния с фоном		Расчетные максимальные концентрации после 2023 года, доли ПДК _{мр} , с учетом фона/фон							Зона влияния с фоном		
		УКПГ-5		УКПГ-6		МКУ					На границе ВЖК-6	0,05 ПДК	1ПДК	УКПГ-5		УКПГ-6				МКУ
код	наименование	на границе контура объекта	на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта	на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта	на границе санитарного разрыва (500 м)	на границе ВЖК-6	0,05 ПДК	1ПДК				на границе контура объекта	на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта	на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта	на границе санитарного разрыва (500 м)	На границе ВЖК-6
	(Оксибензол; фенилгидроксид; фениловый спирт; моногидроксибензол)																			
1119	2-Этоксизтанол (Этилцеллозольв, Этиловый эфир этиленгликоля)	0	0	0,03	0	0	0	0	-	-	0	0	0,03	0	0	0	0	-	-	
1210	Бутилацетат (Бутиловый эфир уксусной кислоты)	0,99	0,06	1,18	0,08	0,04	0,06	0,08	1218	-	0	0	1,18	0,08	0,02	0,02	0,08	1309	91	
1325	Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	0,11	0,03	0,15	0,05	0,03	0,02	0,04	1004	-	0,11	0,03	0,15	0,05	0,03	0,03	0,04	1001	-	
1401	Пропан-2-он (Диметилкетон; диметилформальдегид)	0	0	0,05	0	0	0	0	-	-	0	0	0,05	0	0	0	0	-	-	
1716	Одорант смесь природных меркаптанов с массовым содержанием этантиола 26-41%, изопропантиола 38-47%, вторбутантиола 7-13%	0,05	0	0	0	0	0	0	-	-	0,05	0	0	0	0	0	0	-	-	
2732	Керосин (Керосин прямой перегонки; керосин дезодорированный)	0,11	0,03	0,15	0,05	0,02	0,02	0,04	383 1000	-	0,11	0,02	0,15	0,05	0,03	0,03	0,04	1020	-	
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	0,29	0,04	0,84	0,11	1,17	0,07	0,14	1738	-	0,02	0,03	0,70	0,09	1,17	0,07	0,11	1560	-	
2752	Уайт-спирит	0,02	0	0,21	0,01	0	0	0,01	470	-	0	0	0,21	0,01	0	0	0,01	372	-	
2754	Алканы С12-19 (в пересчете на С)	0,02	0	0,01	0	0,02	0	0	-	-	0	0	0	0	0,02	0	0	-	-	
2902	Взвешенные вещества	0,19	0,01	0	0	0,01	0,01	0	504	-	0	0	0	0	0	0	0	-	-	
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния, в %: - 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем и другие)	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0	0	0	0	0	0	0	-	-	
2930	Пыль абразивная	0,07	0	0	0	0	0	0	-	-	0,07	0	0	0	0	0	0	-	-	
6003	Аммиак, сероводород	0,12	0	0	0	0	0	0	-	-	0,12	0	0	0	0	0	0	-	-	
6004	Аммиак, сероводород, формальдегид	0,14	0,03	0,15	0,04	0,02	0,02	0,05	1005	-	0,14	0,03	0,15	0,05	0,03	0,03	0,06	1009	-	
6005	Аммиак, формальдегид	0,11	0,03	0,15	0,04	0,02	0,04	0,04	993	-	0,11	0,03	0,15	0,05	0,02	0,02	0,04	1006	-	
6010	Азота диоксид, серы диоксид, углерода оксид, фенол	1,10	0,44	1,61	0,55	0,30	0,44	0,62	15356	571	1,03	0,33	1,61	0,54	0,41	0,38	0,62	14906	553	
6013	Ацетон и фенол	0	0	0,05	0	0	0	0	-	-	0	0	0,05	0	0	0	0	-	-	
6034	Свинца оксид, серы диоксид	0,11	0,03	0,13	0,04	0,03	0,03	0,04	883	-	0,11	0,03	0,13	0,04	0,03	0,03	0,04	930	-	
6035	Сероводород, формальдегид	0,12	0,03	0,15	0,05	0,03	0,03	0,05	1004	-	0,11	0,03	0,15	0,05	0,03	0,03	0,05	1000	-	

Загрязняющее вещество		Расчетные максимальные концентрации до 2023 года, доли ПДК _{мр} , с учетом фона/фон							Зона влияния с фоном		Расчетные максимальные концентрации после 2023 года, доли ПДК _{мр} , с учетом фона/фон							Зона влияния с фоном	
		УКПГ-5		УКПГ-6		МКУ					На границе ВЖК-6	УКПГ-5		УКПГ-6		МКУ			
код	наименование	на границе контура объекта	на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта	на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта	на границе санитарного разрыва (500 м)	0,05 ПДК	1ПДК	на границе контура объекта		на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта	на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта	на границе санитарного разрыва (500 м)	0,05 ПДК	1ПДК	
6038	Серый диоксид и фенол	0,11	0,02	0,13	0,04	0,02	0,02	0,04	899	-	0,11	0,02	0,13	0,04	0,03	0,03	0,04	927	-
6040	Серый диоксид и трехокись серы (аэрозоль серной кислоты), аммиак	1,40	0,51	1,69	0,65	0,38	0,57	0,67	15982	781	1,40	0,36	1,69	0,60	0,40	0,39	0,67	14298	678
6041	Серый диоксид и кислота серная	0,11	0,03	0,13	0,04	0,02	0,03	0,04	934	-	0,11	0,03	0,13	0,04	0,03	0,03	0,06	935	-
6043	Серый диоксид и сероводород	0,11	0,03	0,13	0,06	0,03	0,03	0,04	946	-	0,11	0,03	0,13	0,04	0,03	0,03	0,04	930	-
6053	Фтористый водород и плохо растворимые соли фтора	0,02	0	0	0	0	0	0	-	-	0,02	0	0	0	0	0	0	-	-
6204	Серый диоксид, азота диоксид	0,65/0,19	0,32/0,19	0,78/0,19	0,37/0,19	0,32/0,19	0,34/0,19	0,37/0,19	-	41	0,65	0,29	0,78	0,35	0,29	0,29	0,37	-	-
6205	Серый диоксид и фтористый водород	0,06	0,02	0,07	0,03	0,02	0,02	0,02	470	-	0,07	0,02	0,08	0,03	0,02	0,02	0,03	480	-

Примечание: При расчете рассеивания загрязняющих веществ от УКПГ из фоновой концентрации исключены вклады существующих источников

Таблица 6.9 Значения расчетных долгопериодных концентраций загрязняющих веществ для проектируемого объекта и зоны влияния

Загрязняющее вещество		Расчетные максимальные концентрации до 2023 года, доли ПДК _{сг} (ПДК _{сс}), с учетом фона/фон							Зона влияния с учетом фона		Расчетные максимальные концентрации после 2023 года, доли ПДК _{сг} (ПДК _{сс}), с учетом фона/фон							Зона влияния с учетом фона	
		УКПГ-5		УКПГ-6		МКУ					На границе ВЖК-6	УКПГ-5		УКПГ-6		МКУ			
код	наименование	на границе контура объекта	на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта	на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта	на границе санитарного разрыва (500 м)	0,05ПДК	1ПДК	на границе контура объекта		на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта	на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта	на границе санитарного разрыва (500 м)	0,05ПДК	1ПДК	
123	диЖелезо триоксид (железа оксид) (в пересчете на железо) (Железо сесквиоксид)	0,03	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,00	-	-	0,02	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,00	-	-
143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганец (IV) оксид)	0,14	0,02	0,26	0,02	0,01	0,01	0,02	517	-	0,14	0,01	0,18	0,02	0,02	0,00	0,02	513	-
168	Олово оксид	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-
184	Свинец и его неорганические соединения (в пересчете на свинец) (Свинец)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-
203	Хром (в пересчете на хрома (VI) оксид)	0,57	0,12	1,98	0,00	0,09	0,09	0,00	1775	157	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-
301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	0,87/0,03	0,48/0,03	1,47/0,03	0,49/0,03	0,50/0,03	0,21/0,03	0,49/0,03	4972	362-	0,82/0,03	0,39/0,03	1,42/0,03	0,44/0,03	0,42/0,03	0,44/0,03	0,44/0,03	-	386
303	Аммиак (Азота гидрид)	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-
304	Азот (II) оксид (Азот монооксид)	0,57/0,04	0,32/0,04	0,96/0,04	0,49/0,04	0,33/0,04	0,26/0,04	0,41/0,04	-	-	0,54/0,04	0,26/0,04	0,93/0,04	0,29/0,04	0,28/0,04	0,29/0,04	0,29/0,04	-	-
322	Серная кислота (по молекуле H ₂ SO ₄)	0,01	0,02	0,12	0,00	0,01	0,00	0,00	-	-	0,22	0,02	0,05	0,00	0,01	0,02	0,00	180	-
328	Углерод (Пигмент черный)	0,10	0,03	1,50	0,32	0,15	0,17	0,34	-	255	0,10	0,03	1,36	0,32	0,15	0,17	0,34	4962	256
330	Сера диоксид	0,11/0,01	0,03/0,01	0,25/0,01	0,05/0,01	0,04/0,01	0,03/0,01	0,05/0,01	1086	-	0,11/0,01	0,03/0,01	0,25/0,01	0,05/0,01	0,04/0,01	0,03/0,01	0,05/0,01	1084	-

Загрязняющее вещество		Расчетные максимальные концентрации до 2023 года, доли ПДКсг(ПДКсс), с учетом фона/фон							Зона влияния с учетом фона		Расчетные максимальные концентрации после 2023 года, доли ПДКсг(ПДКсс), с учетом фона/фон							Зона влияния с учетом фона	
		УКПГ-5		УКПГ-6		МКУ		На границе ВЖК-6	0,05ПДК	1ПДК	УКПГ-5		УКПГ-6		МКУ		На границе ВЖК-6	0,05ПДК	1ПДК
код	наименование	на границе контура объекта	на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта	на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта	на границе санитарного разрыва (500 м)				на границе контура объекта	на границе контура объекта	на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта	на границе СЗЗ (1000 м)	на границе контура объекта			
333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00	-	-	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00	-	-
337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	0,09/0,03	0,08/0,03	0,15/0,03	0,06/0,03	0,08/0,03	0,08/0,03	0,06/0,03	5230	-	0,09/0,03	0,08/0,03	0,14/0,03	0,06/0,03	0,08/0,03	0,08/0,03	0,06/0,03	4886	-
342	Фтористые газообразные соединения (в пересчете на фтор): - Гидрофторид (Водород фторид; фтороводород)	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-
344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-
616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (Метилтолуол)	0,05	0,00	0,22	0,01	0,00	0,00	0,01	378	-	0,05	0,00	0,22	0,01	0,00	0,00	0,01	524	-
621	Метилбензол (Фенилметан)	0,02	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,02	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-
703	Бенз/а/пирен	0,1/0,07	0,08/0,07	0,42/0,07	0,08/0,07	0,08/0,07	0,08/0,07	0,09/0,07	-	-	0,1/0,07	0,08/0,07	0,42/0,07	0,08/0,07	0,08/0,07	0,08/0,07	0,09/0,07	-	-
1023	Диэтиленгликоль	0,02	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,02	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-
1052	Метанол (Карбинол; метиловый спирт; метилгидроксид; моногидроксиметан)	1,57	0,13	1,90	0,23	0,27	0,11	0,26	3043	214	0,94	0,08	1,50	0,17	0,26	0,09	0,20	3235	235
1071	Гидроксибензол (фенол) (Окисбензол; фенилгидроксид; фениловый спирт; моногидроксибензол)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-
1325	Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксометан, метиле-ноксид)	0,21	0,05	0,47	0,08	0,06	0,05	0,09	1629	-	0,21	0,05	0,47	0,09	0,06	0,05	0,09	1627	-
2902	Взвешенные вещества	0,17	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния, в %: - 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем и другие)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-

Примечание: При расчете рассеивания загрязняющих веществ от УКПГ из фоновой концентрации исключены вклады существующих источников

Из анализа результатов расчета максимальных и среднегодовых концентраций загрязняющих веществ следует, что приземные концентрации загрязняющих веществ с удалением от границ промышленных площадок убывают.

Из результатов расчета рассеивания видно, что максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ во всех вариантах расчетов не превышают значений 0,67 ПДКм.р., 0,49 ПДКс.г.(ПДКс.с.) атмосферного воздуха населенных мест на границах санитарно-защитных зон и границе санитарных разрывов, т.е. уровень воздействия проектируемого объекта на атмосферный воздух является допустимым.

6.2 Результаты оценки воздействия от физических факторов

6.2.1 Перечень видов воздействия

К вредным физическим воздействиям на окружающую природную среду относятся акустическое воздействие, вибрация, электромагнитные и радиоактивные излучения.

В процессе строительного-монтажных работ и эксплуатации проектируемых объектов воздействие на окружающую среду электромагнитное и радиоактивное излучения отсутствуют.

Источники электромагнитного поля, ионизирующего излучения, загрязнения радиоактивными веществами на проектируемом объекте отсутствуют.

Проектируемые площадки также не оказывают влияния на условия инсоляции близлежащих построек.

Токоведущие части оборудования изолированы от металлоконструкций. Металлические корпуса оборудования заземлены и являются естественными стационарными экранами магнитных полей.

6.2.2 Акустическое воздействие

Шумовое воздействие от предприятий и проводимых работ может рассматриваться как энергетическое загрязнение окружающей среды, в частности атмосферы. Величина воздействия шума на человека зависит от уровня звукового давления, частотных характеристик шума, их продолжительности, периодичности и т.д.

С целью оценки уровня шумового воздействия объекта в период строительства и эксплуатации, в настоящем разделе:

- определяются источники шума объекта, устанавливаются их параметры;
- рассчитываются поля уровней шумового воздействия в районе размещения объекта по спектральным составляющим (дБ) и эквивалентному и максимальному уровню шума (дБА), определяются уровни шумового воздействия в расчётных точках;
- оценивается необходимость разработки специальных мероприятий по снижению уровня шума.

6.2.3 Нормируемые параметры и допустимые уровни шума на территории жилой застройки

Источники шума подразделяются на источники постоянного шума и источники непостоянного шума.

Нормируемыми параметрами постоянного шума являются уровни звукового давления L , дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрической частотой 31,5; 63; 125; 250; 500; 1000; 2000; 4000; 8000 Гц.

Нормируемыми параметрами непостоянного шума являются эквивалентные $L_{\text{Аэкв}}$, дБА и максимальные $L_{\text{Амакс}}$, дБА уровни звука.

Допустимые уровни звука принимаются в соответствии с требованиями таблицы 5.35 СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» и приведены в таблице 6.10.

Таблица 6.10 Допустимые уровни шума

Время суток	Для источников постоянного шума										Для источников непостоянного шума		
	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										Уровни звука $L(A)$, дБА	Эквивалентные уровни звука $L(A_{\text{экв}})$, дБА	Максимальные уровни звука $L(A_{\text{макс}})$, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000				
Территории, непосредственно прилегающие к зданиям жилых домов, домов отдыха, пансионатов, домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, дошкольных образовательных организаций и других образовательных организаций; границы санитарно-защитных зон													
Дневное с 7 до 23 ч.	90	75	66	59	54	50	47	45	44	55	55	70	
Ночное с 23 до 7 ч.	83	67	57	49	44	40	37	35	33	45	45	60	

6.2.4 Период строительства

При производстве работ по строительству объекта имеет место шумовое воздействие на окружающую среду. Доминирующими источниками шума в период строительства являются автотранспорт, строительная и специальная техника, которые относятся к непостоянным источникам шума.

Параметры всех применяемых в период строительства машин, оборудования, транспортных средств должны соответствовать установленным стандартам и техническим условиям предприятия-изготовителя, в целях предотвращения негативного воздействия шума и соблюдения санитарных норм.

6.2.4.1 Расчет уровня шумового воздействия

Для источников непостоянного шума нормирование проводится по эквивалентному и максимальному уровню звука. Расчет проведен для эквивалентных и максимальных уровней звука на границе ВЖК при выполнении основных строительного-монтажных работ.

Шумовые характеристики приведены по данным «Каталога шумовых характеристик технологического оборудования» (приложение к СНиП II-12-77), 1988 г.; «Каталога источников шума и средств защиты», Воронеж, 2004 г. Для расчета принято максимальное количество одновременно работающей техники на разных участках (как наихудший вариант).

Расчет уровней звука в расчетных точках выполнен в соответствии с требованиями СП 51.13330-2011 (Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003), по программе фирмы «Интеграл» «Эколог-Шум» версия 2.4.3.5632.

Размер расчетной площадки принят шириной 20000 м с шагом сетки по осям X и Y – 200 м. Координаты источников шума проектируемого объекта привязаны к местной системе координат.

Исходные данные и результаты расчета представлены в таблице 6.11.

Таблица 6.11 Шумовые характеристики оборудования при строительстве

N	Объект	Координаты точки		Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										t	T	La,экв	В расч ете
				31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000					
001	ДЭС60	7536144.00	3665756.50	54.0	57.0	62.0	59.0	56.0	56.0	53.0	47.0	46.0	12.	24.	60.0	Да	
002	ДЭС60	7536122.00	3665761.50	54.0	57.0	62.0	59.0	56.0	56.0	53.0	47.0	46.0	12.	24.	60.0	Нет	
003	ДЭС60	7536127.50	3665787.50	54.0	57.0	62.0	59.0	56.0	56.0	53.0	47.0	46.0	12.	24.	60.0	Нет	
004	ДЭС60	7536151.50	3665782.00	54.0	57.0	62.0	59.0	56.0	56.0	53.0	47.0	46.0	12.	24.	60.0	Нет	
005	АКС8	7536147.50	3665771.00	68.0	71.0	76.0	73.0	70.0	70.0	67.0	61.0	60.0	7.	24.	74.0	Да	
006	АКС8	7536124.00	3665775.50	68.0	71.0	76.0	73.0	70.0	70.0	67.0	61.0	60.0	7.	24.	74.0	Нет	
007	УСТ21	7536137.00	3665757.50	80.0	83.0	88.0	85.0	82.0	82.0	79.0	73.0	72.0	11.	24.	86.0	Да	
008	УСТ21	7536129.00	3665758.00	80.0	83.0	88.0	85.0	82.0	82.0	79.0	73.0	72.0	11.	24.	86.0	Нет	
009	УСТ21	7536143.50	3665786.00	80.0	83.0	88.0	85.0	82.0	82.0	79.0	73.0	72.0	11.	24.	86.0	Нет	
010	УСТ21	7536137.00	3665788.50	80.0	83.0	88.0	85.0	82.0	82.0	79.0	73.0	72.0	11.	24.	86.0	Нет	
011	погрузчик	7536139.50	3665766.00	64.0	67.0	72.0	69.0	66.0	66.0	63.0	57.0	56.0	1.	24.	70.0	Да	
012	экскаватор	7536011.00	3665432.50	68.0	71.0	76.0	73.0	70.0	70.0	67.0	61.0	60.0	8.	24.	74.0	Да	
013	бульдозер	7535865.00	3664761.00	69.0	72.0	77.0	74.0	71.0	71.0	68.0	62.0	61.0	18.	24.	75.0	Да	
014	автокран	7536131.00	3665768.50	68.0	71.0	76.0	73.0	70.0	70.0	67.0	61.0	60.0	12.	24.	74.0	Да	
015	трубовоз	7535945.00	3665124.50	66.0	69.0	74.0	71.0	68.0	68.0	65.0	59.0	58.0	2.	24.	72.0	Да	
016	тягач	7535973.50	3665258.00	66.0	69.0	74.0	71.0	68.0	68.0	65.0	59.0	58.0	2.	24.	72.0	Да	
017	бортовой автомобиль	7535909.50	3664936.50	66.0	69.0	74.0	71.0	68.0	68.0	65.0	59.0	58.0	2.	24.	72.0	Да	
018	автосамосвал	7535865.50	3664571.50	66.0	69.0	74.0	71.0	68.0	68.0	65.0	59.0	58.0	2.	24.	72.0	Да	
019	автовышка	7536134.50	3665780.50	66.0	69.0	74.0	71.0	68.0	68.0	65.0	59.0	58.0	2.	24.	72.0	Да	

N	Объект	Координаты точки		Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										t	Т	La,экв	В расч ете
		X (м)	Y (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000					
020	автобус	7536108.00	3665755.50	66.0	69.0	74.0	71.0	68.0	68.0	65.0	59.0	58.0	2.	24.	72.0	Да	
021	автоцистерна	7536116.50	3665752.50	66.0	69.0	74.0	71.0	68.0	68.0	65.0	59.0	58.0	2.	24.	72.0	Да	
022	топливозаправщик	7536100.00	3665758.00	66.0	69.0	74.0	71.0	68.0	68.0	65.0	59.0	58.0	2.	24.	72.0	Да	
023	буровая машина	7536137.50	3665777.00	80.0	83.0	88.0	85.0	82.0	82.0	79.0	73.0	72.0	12.	24.	86.0	Да	

В качестве критерия оценки допустимых уровней шума в расчетной точке учитывались допустимые уровни шума для территорий, непосредственно прилегающих к жилым домам, принятые по СанПиН 1.2.3685-21, СП 51.13330-2011 (Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003).

Результаты расчета приведены в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (Приложение Д тома 8.1.2 1004023ПД/04-ОВОС1.2).

В связи с проведением строительных работ в дневное время, допустимый уровень звука принят для времени 7.00-23.00 и составляет для эквивалентного уровня звука 55 дБА, максимального 70 дБА.

Из анализа проведенного расчета следует, что допустимый эквивалентный уровень шума L_a в расчетной точке на границе ВЖК составляет 38,2 дБА, максимальный – 45,7 дБА.

6.2.5 Период эксплуатации

6.2.5.1 Перечень и характеристика источников шума

Существующее положение (действующий объект)

На площадках УКПГ источники шума можно разделить на постоянные и непостоянные.

Основными источниками постоянного шума являются аппараты воздушного охлаждения газа, насосные станции, трансформаторные подстанции, установки компрессорные, сепараторы, ГПА, ГПУ, печи, подогреватели газа, вентиляционные установки, ДЭС. Источниками непостоянного шума являются факельные установки, свечи срабатывания газа и резервные ДЭС.

Всего на существующем объекте имеется 992 шт. источников шума (620 шт. непостоянных и 372 шт. постоянных):

- на площадке УКПГ-1 – 206 шт. существующих источников шума, из них непостоянных – 127 шт., постоянных – 79 шт.;
- на площадке УКПГ-2 – 195 шт. существующих источников шума, из них непостоянных – 128 шт., постоянных – 67 шт.;
- на площадке УКПГ-3 – 213 шт. существующих источников шума, из них непостоянных – 145 шт., постоянных – 68 шт.;

- на площадке УКПГ-4 – 204 шт. существующих источников шума, из них непостоянных – 121 шт., постоянных – 83 шт.;
- на площадке УКПГ-4 – 174 шт. существующих источников шума, из них непостоянных – 99 шт., постоянных – 75 шт.

Перечень существующих источников шума, их уровни звуковой мощности, дБ, в октавных полосах частот (Гц), указаны в приложении М тома 1004023ПД/04-ОВОС1.5. Исходные шумовые характеристики технологического оборудования на площадках приняты по каталогам, паспортам оборудования и ГОСТам. Источники шума, звуковая мощность которых значительно меньше звуковой мощности основных источников в расчет не принимаются, вследствие их ничтожного влияния на суммарное акустическое поле.

На КГС основными причинами возникновения шума является движение природного газа по трубопроводам и оборудованию под давлением.

Перспектива развития предприятия (проектируемый объект)

Всего на проектируемом объекте имеется 155 шт. источника шума, из них непостоянных – 14 шт., постоянных – 141 шт.

К проектируемым источникам шума (ИШ) на проектируемых МКУ производства ПАО «Казанькомпрессормаш» относятся (источники шума на МКУ имеют идентичную нумерацию, отличающуюся только номером КГС):

- блок-модуль МКУ (ИШ 001);
- блок-модуль АВО газа (ИШ 002);
- блок-модуль АВО масла (ИШ 003);
- вентиляционная установка отсека сепарационно-компрессорного (ИШ 004);
- вентиляционная установка отсека высоковольтного оборудования (ИШ 005);
- вентиляционная установка отсека ДГУ (ИШ 006);
- свеча сброса газа с МКУ (ИШ 007).

К проектируемым источникам шума (ИШ) на проектируемых МКУ производства ПАО «Пензкомпрессормаш» относятся (источники шума на МКУ имеют идентичную нумерацию, отличающуюся только номером КГС):

- блок-модуль МКУ (ИШ 001).

К существующим источникам шума на площадках КГС относится ГФУ (ИШ 008) источники шума на КГС имеют идентичную нумерацию, отличающуюся только номером КГС).

Шумовые характеристики оборудования, запроектированного на МКУ приняты на основании данных завода-изготовителя (приложение М тома 1004023ПД/04-ОВОС1.5) и представлены в таблице 6.12.

Таблица 6.12 Перечень источников шума на МКУ

Площадка, наименование производственной единицы	Номер источника шума на карте-схеме	Источники шума	Уровень звуковой мощности (давления), дБА	Время работы источника шума	Примечание
ПАО «Казанькомпрессормаш»					
Блок МКУ	001	Оборудование	85	Постоянно	Проектируемый
Блок АВО газа	002	Оборудование	85	Постоянно	Проектируемый
Блок АВО масла	003	Оборудование	85	Постоянно	Проектируемый
Вентиляционная установка отсека сепарационно-компрессорного	004	Оборудование	90,4	Постоянно	Проектируемый
Вентиляционная установка отсека высоковольтного оборудования	005	Оборудование	53	Постоянно	Проектируемый
Вентиляционная установка отсека ДГУ	006	Оборудование	53	Постоянно	Проектируемый
Свеча срабатывания газа с МКУ	007	Оголовок свечи	121,4	Периодически (2 часа в год)	Проектируемый
ПАО «Пензкомпрессормаш»					
Блок МКУ	001	Оборудование	78	Постоянно	Проектируемый

Для электроснабжения МКУ предусматривается сооружение подстанций полной заводской готовности в районах ПС-110/35/6 кВ промыслов ГП-1, ГП-2, ГП-3, ГП-3В-1 и ГП-4.

Подстанции 6/10 кВ ГП-2, ГП-3 мощностью 2х4000, ГП-3В-1 мощностью 1х4000, 6/35 кВ ГП-1 мощностью 2х10000, 35/10 кВ ГП-2 мощностью 1х6300 и подстанция 35/10 кВ ГП-3 мощностью 1х10000 состоят из отдельно стоящих блочно-модульных ЗРУ и масляных трансформаторов, установленных открыто. Шумовые характеристики данных проектируемых трансформаторных подстанций приняты согласно ГОСТ 12.2.024-87 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля».

Однотрансформаторная подстанция ГП-4 мощностью 2500 кВА принята блочно-модульного исполнения полной заводской готовности, ограждающими конструкциями служат трехслойные «Сэндвич-панели». Расчет проникающего шума выполнен с использованием модуля «Расчет шума, проникающего из помещения на территорию» сертифицированной программы фирмы «Интеграл» «Эколог-Шум».

Шумовые характеристики проектируемых трансформаторных подстанций представлены в таблице 6.12.

Таблица 6.13 Перечень источников проектируемых трансформаторных подстанций

Площадка, наименование производственной единицы	Номер источника шума на карте-схеме	Источники шума	Уровень звуковой мощности (давления), дБА	Время работы источника шума	Примечание
ПС 6/35 УКПГ-1	001	Оборудование	83	Постоянно	Проектируемый
ПС35/10 УКПГ-2	002	Оборудование	81	Постоянно	Проектируемый
ПС6/10 УКПГ-2	003	Оборудование	79	Постоянно	Проектируемый
ПС35/10 УКПГ-3	004	Оборудование	83	Постоянно	Проектируемый
ПС6/10 УКПГ-3	005	Оборудование	79	Постоянно	Проектируемый
ПС6/10 УППГ-3В	006	Оборудование	79	Постоянно	Проектируемый
ПС6/10 УКПГ-4	007	Оборудование	58,2	Постоянно	Проектируемый

На площадках УКПГ-1 и УКПГ-4 проектируемые источники шума отсутствуют.

К проектируемым источникам шума на площадке УКПГ-2 относятся:

- вентиляционные трубы станции насосной пожаротушения поз. 115 (ИШ УКПГ-2-198÷УКПГ-2-200);
- пробкоуловители поз. 120.1-120.3 (ИШ УКПГ-2-201÷УКПГ-2-203);
- вентиляционные трубы технологического корпуса регенерации ДЭГа и метанола поз. 43 (ИШ УКПГ-2-204÷УКПГ-2-209).

К проектируемым источникам шума на площадке УКПГ-3 относятся:

- вентиляционные трубы станции насосной пожаротушения поз. 24 (ИШ УКПГ-3-216÷УКПГ-3-218);
- вентиляционные трубы станции очистки бытовых сточных вод поз. 83 (ИШ УКПГ-3-219÷УКПГ-3-222);
- пробкоуловители поз. 125.1, 125.2 (ИШ УКПГ-3-223, УКПГ-3-224);
- вентиляционные трубы технологического корпуса регенерации ДЭГа и метанола поз. 37 (ИШ УКПГ-3-225÷УКПГ-3-228).

К проектируемым источникам шума на площадке УКПГ-7 относятся:

- вентиляционные трубы станции насосной пожаротушения поз. 16 (ИШ УКПГ-7-175÷УКПГ-7-177);
- вентиляционные трубы станции очистки бытовых сточных вод поз. 106 (ИШ УКПГ-7-178÷УКПГ-7-181);
- вентиляционные трубы технологического корпуса регенерации ДЭГа и метанола поз. 41 (ИШ УКПГ-7-182÷УКПГ-7-185).

Уровни звуковой мощности оборудования, трубопроводов приняты согласно данным таблицы 13 СТО Газпром 2-3.5-041-2005 «Каталог шумовых характеристик газотранспортного оборудования», М., 2005 г.

Шумовые характеристики проектируемых источников шума на площадках УКПГ представлены в таблице 6.14. Выкопировка из СТО Газпром 2-3.5-041-2005 с уровнями звуковой

мощности оборудования и трубопроводов представлена в приложении М тома 1004023ПД/04-ОВОС1.5.

Таблица 6.14 Перечень источников шума, проектируемых на площадках УКПГ

Площадка, наименование производственной единицы	Номер источника шума на карте-схеме	Источники шума	Уровень звуковой мощности (давления), дБА	Время работы источника шума	Примечание
На УКПГ-2					
Станция насосная противопожарного водоснабжения	УКПГ-2-198÷УКПГ-2-200	Вентиляционное оборудование	80,2	Постоянно	Проектируемый
Пробкоуловитель	УКПГ-2-201	Оборудование	86	Постоянно	Проектируемый
Технологический корпус регенерации ДЭГа и метанола	УКПГ-2-201÷УКПГ-2-203	Вентиляционное оборудование	80,2	Постоянно	Проектируемый
На УКПГ-3					
Станция насосная противопожарного водоснабжения	УКПГ-3-216÷УКПГ-3-218	Вентиляционное оборудование	80,2	Постоянно	Проектируемый
Станция очистки бытовых сточных вод	УКПГ-3-219÷УКПГ-3-222	Вентиляционное оборудование	80,2	Постоянно	Проектируемый
Пробкоуловитель	УКПГ-3-223, УКПГ-3-224	Оборудование	86	Постоянно	Проектируемый
Технологический корпус регенерации ДЭГа и метанола	УКПГ-3-225÷УКПГ-3-228	Вентиляционное оборудование	80,2	Постоянно	Проектируемый
На УКПГ-7					
Станция насосная противопожарного водоснабжения	УКПГ-7-175÷УКПГ-7-177	Вентиляционное оборудование	80,2	Постоянно	Проектируемый
Станция очистки бытовых сточных вод	УКПГ-7-178÷УКПГ-7-181	Вентиляционное оборудование	80,2	Постоянно	Проектируемый
Технологический корпус регенерации ДЭГа и метанола	УКПГ-7-182÷УКПГ-7-185	Вентиляционное оборудование	80,2	Постоянно	Проектируемый

Источники шума подразделяются на источники постоянного шума и источники непостоянного шума.

Нормируемыми параметрами постоянного шума являются уровни звукового давления L , дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрической частотой 31,5; 63; 125; 250; 500; 1000; 2000; 4000; 8000 Гц.

Нормируемыми параметрами непостоянного шума являются эквивалентные $L_{Aэкв}$, дБА и максимальные $L_{Aмакс}$, дБА уровни звука.

Допустимые уровни звука принимаются в соответствии с требованиями таблицы 5.35 СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» и приведены в таблице 6.15.

Таблица 6.15 Допустимые уровни шума

Время суток	Для источников постоянного шума									Для источников непостоянного шума		
	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука $L(A)$, дБА	Эквивалентные уровни звука $L(Aэкв.)$, дБА	Максимальные уровни звука $L(Aмакс)$, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000			
Территории, непосредственно прилегающие к зданиям жилых домов, домов отдыха, пансионатов, домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, дошкольных образовательных организаций и других образовательных организаций; границы санитарно-защитных зон												
Дневное с 7 до 23 ч.	90	75	66	59	54	50	47	45	44	55	55	70
Ночное с 23 до 7 ч.	83	67	57	49	44	40	37	35	33	45	45	60

6.2.5.2 Расчеты уровня шумового воздействия

Так как предприятие работает в круглосуточном режиме, нормирование уровней звукового давления проводится для дневного и ночного времени суток.

Технологическим регламентом эксплуатации проектируемого объекта предусмотрены технологические кратковременные (залповые) выбросы газа через свечи. Стравливание газа через свечу будет осуществляться в дневные часы.

Одновременная продувка скважин на всех ГФУ газового промысла не осуществляется, в расчет приняты ГФУ на КГС 105, 108, 109, 113 и 114 (ГП 1), ГФУ КГС 208, 211 (ГП-2), ГФУ на КГС 302, 303, 304, 305, 315 (ГП 3) и ГФУ на КГС 408, 409, 419 (ГП-4).

Таким образом, для дневного времени комплексный расчет шума выполнен на период одновременной работы основного технологического оборудования на площадках УКПГ (аналогично принятому оборудованию в расчете рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе), основного технологического оборудования и работы свечи на проектируемых площадках МКУ, а также ГФУ на КГС 105, 108, 109, 113 и 114 (ГП 1), ГФУ КГС 208, 211 (ГП-2), ГФУ на КГС 302, 303, 304, 305, 315 (ГП 3) и ГФУ на КГС 408, 409, 419 (ГП-4).

Для ночного времени суток источники непостоянного шума не учитываются, в расчете приняты источники шума основного технологического оборудования на площадках УКПГ (аналогично принятому оборудованию в расчете рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе), основного технологического оборудования на проектируемых площадках МКУ.

В виду того, что проектируемые объекты расположены в разных районах, расчет шума выполнен для каждого района в отдельности в системах координат районов. Площадки УКПГ-1, УКПГ-2 и УКПГ-3 в Надымском районе, площадки УКПГ-4 и УКПГ-7 в Тазовском районе, расчеты выполнены в системе координат МО Надымский район и МО Тазовский район соответственно.

Проектом предусмотрены перевод установок комплексной подготовки газа УКПГ-2, УКПГ-3 и УКПГ-7 в установки предварительной подготовки газа УППГ-2, УППГ-3 и УППГ-7:

- перевод УКПГ-3 в УППГ предусмотрен с 2026 г.;
- перевод УКПГ-7 в УППГ предусмотрен с 2028 г.;
- перевод УКПГ-2 в УППГ предусмотрен с 2032 г.

Таким образом, расчет уровня шума для Нарымского района выполнен для четырех вариантов расчета:

- Вариант 1 – штатный режим эксплуатации в период до 2026 года в дневное время суток;
- Вариант 2 – штатный режим эксплуатации в период до 2026 года в ночное время суток;
- Вариант 3 – штатный режим эксплуатации в период после 2032 года в дневное время суток;
- Вариант 4 – штатный режим эксплуатации в период после 2032 года в ночное время суток.

Расчет уровня шума для Тазовского района также выполнен для четырех вариантов расчета:

- Вариант 1 – штатный режим эксплуатации в период до 2028 года в дневное время суток;
- Вариант 2 – штатный режим эксплуатации в период до 2028 года в ночное время суток;
- Вариант 3 – штатный режим эксплуатации в период после 2028 года в дневное время суток;
- Вариант 4 – штатный режим эксплуатации в период после 2028 года в ночное время суток.

Размеры расчетных площадок:

- Надымский район 55000x56000 м с шагом сетки по осям X и Y – 1000 м;

- Тазовский район 32500x50000 м с шагом сетки по осям X и Y – 500 м.

Расчет шумового воздействия выполнен по программе «Эколог-Шум» версия 2.0.2.5646 фирмы «Интеграл», расчет выполняется согласно СП 51.13330-2011 (Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003), ГОСТ 31295.1-2005.

В качестве расчетных точек приняты точки:

- на границах контуров объектов (которые совпадают с границами промышленных площадок УКПГ и площадок МКУ);
- на границах санитарно-защитных зон площадок УКПГ;
- на границах санитарных разрывов площадок МКУ наиболее близко расположенных к площадкам УКПГ, и границы санитарных разрывов которых пересекаются с границами СЗЗ площадок УКПГ, в том числе в точках пересечения данных границ;
- в точках пересечения границ ВЖК газовых промыслов (ГП-1 и ГП-2) с границами СЗЗ площадок УКПГ.

Расчетные точки представлены на картах расчета шума в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (Приложение М тома 8.1.5 1004023/ПД04-ООС1.5) и в графической части раздела (1004023ПД/03-ООС1.5).

Результаты расчетов шума приведены в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (Приложение М тома 8.1.5 1004023/ПД04-ООС1.5).

По результатам выполненного расчета превышение допустимых уровней шума от источников проектируемого объекта с учетом существующих в расчетных точках не выявлено.

Уровень шума с удалением от границ площадок объекта убывает.

Из вышесказанного следует, что шумовое воздействие объекта после ввода в эксплуатацию проектируемого объекта на окружающую среду является допустимым.

6.2.5.3 Другие факторы физического воздействия

Источники ионизирующего излучения, загрязнения радиоактивными веществами на предприятии отсутствуют.

Источником электромагнитного поля являются проектируемые трансформаторные подстанции.

Все электротехнические здания поставляются на площадку строительства в состоянии полной заводской готовности, комплектуемые всеми системами жизнеобеспечения, вводными устройствами, пускозащитной аппаратурой, осветительной и кабельной продукцией. Электротехническое оборудование, применяемое в проекте, имеет сертификаты соответствия.

Исходя из опыта реализации аналогичных проектов, предельные уровни электрического и магнитного излучений от проектируемого оборудования на площадке не превышают требований, установленных СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

После ввода проектируемого объекта в эксплуатацию в рамках процедур Специальной Оценки Условий Труда (СОУТ) должно быть выполнено фактическое измерение уровней электромагнитного излучения.

Таким образом, в проекте применено высокотехнологичное оборудование (измерительных трансформаторов тока и напряжения, соответствующих параметрам режима электрической сети и т. д.), которое не создает недопустимых электромагнитных помех. Защита проектируемого оборудования выполняется с применением быстродействующей микропроцессорной техники, ограничителей перенапряжения, индивидуальных устройств гарантированного питания.

Электрооборудование и электрические аппараты на электроустановках применены только заводов, серийно изготавливающих такое сетевое оборудование продолжительное время. Кроме того, все токоведущие части расположены внутри металлических корпусов и изолированы от них, сами же металлические корпуса являются естественными стационарными экранами и заземлены.

МКУ является высокоавтоматизированным оборудованием и не требуют постоянного присутствия персонала, соответственно постоянные рабочие места отсутствуют и воздействие на персонал является минимальным. Распространение вибрации ограничено. Вибрация затухает в пределах ограждения площадки МКУ и не выходит за ее пределы. Следовательно, на границе СЗЗ и жилой застройки превышение допустимого уровня вибрации не ожидается.

При определении размеров СЗЗ фактор воздействия инфразвукового излучения не является влияющим в связи с тем, что производственные процессы на проектируемом объекте не сопровождаются инфразвуковыми воздействиями. На территории проектируемого объекта отсутствуют источники инфразвукового излучения. Корректировка санитарно-защитной зоны по фактору воздействия инфразвука не производится.

При определении размеров СЗЗ фактор воздействия ионизирующего излучения не учтен в связи с тем, что производственные процессы на проектируемом объекте не сопровождаются воздействиями ионизирующего излучения. На территории проектируемого объекта отсутствуют источники ионизирующего излучения. Корректировка СЗЗ по фактору воздействия ионизирующего излучения не производится.

В соответствии с вышесказанным, воздействие физических факторов на окружающую среду может быть оценено как незначительное и слабое.

6.3 Результаты оценки воздействия на земельные ресурсы

6.3.1 Период строительства

6.3.1.1 Источники и виды воздействия на земельные ресурсы и почвенный покров

Основные факторы воздействия на почвенный покров при строительстве по источнику и характеру наносимого ущерба можно условно разделить на 3 группы:

- отчуждение земельных участков под строительство линейных и площадочных объектов;
- механическое нарушение почвы и грунтов;

- химическое загрязнение почв и грунтов.

Воздействие, связанное с отчуждением земель может быть временным или постоянным.

Постоянное отчуждение – часть земель безвозвратно отчуждается под строительство площадки. При этом исходный тип ландшафта и существующие на нем природные биоценозы (в том числе и почвы) полностью и навсегда уничтожаются, заменяясь техногенными производными.

Временное отчуждение – часть земель отчуждается для возведения временных объектов, ликвидируемых после окончания строительства. Природные ландшафты и биоценозы при этом также уничтожаются, однако после окончания строительства (особенно при условии правильно выполненной рекультивации), на территории, занятой бывшими временными объектами, возникают вторичные ландшафты и природные сообщества, которые через ряд сукцессионных изменений могут по прошествии определенного количества времени вернуться к исходному типу. К таким объектам относятся временные базы строителей, площадки хранения строительных материалов.

Механические нарушения почв можно подразделить на три типа:

- уплотнение торфянистого горизонта;
- частичная ликвидация верхнего органогенного горизонта почвы;
- полная ликвидация почв и создание искусственных субстратов.

Уплотнение верхних слоев почвы после отсыпки насыпи сооружений (подъездных автодорог, площадок) часто приводит к перехвату стока грунтовых вод и подтоплению прилегающих участков. Степень изменения гидрологического режима вблизи построенных инженерных сооружений зависит в первую очередь от характера расположения объекта относительно линий стекания грунтовых вод. Образующиеся перепады уровней грунтовых вод достигают 50 см и более, особенно в весенний период после таяния снега, когда промерзшая насыпь обладает наименьшей водопроницаемостью. Увеличение увлажнения или подтопления с одной стороны насыпи площадных сооружений вызывает снижение уровня залегания грунтовых вод с другой стороны, что может привести к нарушению аэрации и водоснабжения растений.

Наиболее широко распространены нарушения второго типа (частичная ликвидация верхнего органогенного горизонта). При таких нарушениях на дренированных участках уменьшается увлажнение нарушенных почв, создаются лучшие условия для окислительных процессов. Во всех почвах в первые годы после нарушения уменьшается кислотность и содержание гумуса, в дальнейшем гумусированность вновь увеличивается. Уничтожение растительного покрова сопровождается повышением температуры почв.

Механические воздействия сопровождаются быстрым и часто полным уничтожением почвенно-растительного покрова. Вследствие того, что минеральная порода обнажается, нару-

шается температурный режим грунтов, ускоряются эрозионные процессы, происходит увеличение площади первоначального техногенного воздействия.

При строительстве проектируемого объекта возможно загрязнение почв и грунтов нефтепродуктами, химическими реагентами, сточными водами и горюче-смазочными материалами. Общие экологические последствия поступления загрязняющих веществ в природную среду сводятся к следующему:

- к изменению свойств почв и почвенного покрова;
- загрязнению поверхностных и почвенно-грунтовых вод;
- к деградации и трансформации растительного покрова;
- общей деградации ландшафтов.

Загрязнение почвенного покрова нефтепродуктами является наиболее распространенным на этапе строительства. Основными источниками их поступления являются автотранспорт, емкости для хранения дизтоплива, ГСМ и т.п. Поступление нефтепродуктов при их попадании в ландшафты, особенно процессы их внутриландшафтной миграции и метаболизма крайне сложны и очень длительны. С течением времени может происходить внутрпочвенная деструкция поступившего загрязнителя, включающая физико-химическое и микробиологическое разрушение, сорбцию-десорбцию составляющих компонентов, их растворение, деградацию, образование и разрушение эмульсий и т.д.

Почва является активным аккумулятором тяжелых металлов, поскольку процессы самоочищения почвы происходят в незначительной мере и поступление тяжелых металлов даже в малых концентрациях, но в течение продолжительного времени, приводят к существенному их накоплению в почве.

Закономерности накопления, вторичной деградации и вторичного перераспределения поллютантов в почвах зависят от многих факторов, среди которых наибольшее значение имеют количество и состав сброшенных загрязнителей и свойств принявших их почв. Общий характер возможных изменений свойств почв определяется их генезисом и поэтому неодинаков на разных участках в пределах одной и той же территории. Наиболее устойчивы к загрязнению почвы легкого механического состава, где отмечается высокая вертикальная и горизонтальная подвижность естественных и техногенных соединений. Большой поглощающей способностью обладают почвы тяжелого механического состава и почвы с хорошо развитым мохово-торфянистым слоем (болотные). Наличие в гидроморфных почвах горизонтов торфа определяет повышенную опасность устойчивого накопления загрязнителей и оказывает мощное воздействие на прилегающие ландшафты.

Последствия химического загрязнения почв выражаются в изменении состава, структуры произрастающих на этих почвах растительных сообществ. Пострадают чувствительные к

увеличению кислотности виды и группы растений. Прежде всего, следует ожидать этого от сфагновых мхов и лишайников.

Изменение состояния и качества почв может происходить в течение весьма продолжительного периода. Загрязнения опасны тем, что при продолжительном сохранении внешне благополучного состояния экосистемы происходит изменение растений вследствие генетических нарушений. В конечном итоге это приводит к отрицательным изменениям природных биогеоценозов.

Наиболее существенные последствия для почвенно-растительного покрова возникают в результате аварийных ситуаций, особенно опасных при взрывах и пожарах. При этом происходит:

- механическое нарушение различной степени – от частичных нарушений почв и растительности до их полного уничтожения (при авариях, сопровождающихся взрывами);
- выгорание почв и растительности из-за техногенных пожаров;
- нарушение температурного режима грунтов, активизация эрозионных процессов.

Возможное воздействие на почвенный покров оказывают производственные и бытовые отходы, которые образуются в период строительства при нарушении правил обращения с ними.

В проекте предусмотрен ряд мероприятий, который позволит снизить степень воздействия строительных работ на земельные ресурсы.

6.3.1.2 Потребность в земельных ресурсах

Проектируемые здания и сооружения на площадках УКПГ располагаются на территории действующих предприятий. Проектируемые площадки МКУ расположены как можно ближе к существующим кустам, в некоторых случаях находятся прямо на отсыпанной свободной от застройки части существующего куста. Проектируемые подъезды к площадкам МКУ предусмотрены со стороны существующих дорог или существующих площадок кустов.

Проектом предусматривается дополнительный отвод земель в долгосрочную и краткосрочную аренду под площадки МКУ, трассы ВЛ, подстанции и временные здания и сооружения на период строительства. В период строительства все работы выполняются в границах отвода. Размеры отвода земель определены исходя из технологической целесообразности, в соответствии с требованиями нормативных документов.

Ширина полосы отвода определена в соответствии с действующими нормативными документами на отвод по линейным объектам, противопожарными нормами, с учетом строительства линейных объектов в одном коридоре, технологией производства работ, рельефом местности в целях нанесения минимального ущерба и снижения затрат, связанных с краткосрочной арендой земли.

Разрешенное использование: для ведения традиционной хозяйственной деятельности и для эксплуатации объектов Ямбургского газоконденсатного месторождения.

Ведомость испрашиваемых земельных участков с административным делением территории представлена в томе 8.2 «Проект рекультивации земель».

6.3.2 Период эксплуатации

6.3.2.1 Источники и виды воздействия на земельные ресурсы, почвенный покров

В период эксплуатации значимого негативного воздействия, на почвенный покров прилегающей территории не прогнозируется, возможно лишь косвенное воздействие, которое заключается в аэрогенном загрязнении почвенного покрова участка проектируемого объекта и прилегающих к нему территорий в границе зоны воздействия.

Воздействие на земельные ресурсы на почвенно-растительный покров и грунты в период эксплуатации проектируемого объекта отсутствует при условии:

- соблюдения регламента работ технологического оборудования;
- предупреждения возможных аварийных ситуаций;
- исключения нарушения правил в области обращения с отходами производства и потребления;
- обеспечение сбора, отведения и очистки всех видов сточных вод;
- обеспечения санитарно-гигиенических нормативов качества атмосферного воздуха.

Ввиду отсутствия значимых прогнозируемых воздействий на почвенный покров на стадии эксплуатации специальные мероприятия не разрабатываются. Сохранение показателей состояния почвенного покрова обеспечивается реализацией решений по:

- охране от загрязнения поверхностных и подземных вод;
- экологически безопасному обращению с отходами;
- мониторингу состояния почвенного покрова прилегающей территории.

По результатам оценки воздействия на атмосферный воздух, прогнозируемое воздействие на атмосферный воздух оценивается как допустимое, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу не будут оказывать негативного влияния на прилегающие территории.

6.4 Результаты оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на водные объекты и водные биоресурсы

6.4.1 Период строительства

6.4.1.1 Источники и виды воздействия на поверхностные и подземные воды

Забор воды из поверхностных и подземных источников и организованный сброс сточных вод в поверхностные водные объекты и подземные горизонты непосредственно в период строительства объекта не предусмотрены.

Строительство модульных компрессорных установок для кустов газовых скважин ведется либо на уже отсыпанных свободных от застройки территориях кустовых площадок, либо как можно ближе к ним. Трассы проектируемых трубопроводов и ВЛ-10 кВ пересекают водные преграды надземно. Площадные объекты затоплению не подвержены.

Ведомость пересечений с водными преградами представлена в таблице 6.16.

Таблица 6.16 Ведомость пересечений с водными преградами

№ п/п	км по трассе	ПК	+	Наименование водотока	Урез воды, м	Глубина, м	Ширина, м	Скорость течения, м/с	Дата изысканий, ДД.ММ
1. Трасса ВЛ-35 кВ УКПГ-1 - УКПГ-2									
2	3	24	6.75	вр. ручей	34.1				01.VIII
3	3	27	34.86	ручей	33.32				01.VIII
4	5	43	97.72	р. Тангелавахар-вуга	28.36	0.4	3.05		01.VIII
6	7	60	59	ручей	30.38	0.5	2.9		01.VIII
10	9	89	81.06	озеро	38.69	0.3	60.79		01.VIII
11	10	92	60.03	озеро	37.26	0.3	14.55		01.VIII
12	10	93	8.76	озеро	37.21	0.9	141.26		01.VIII
13	10	95	86.65	озеро	37.27	0.3	6.08		01.VIII
15	13	123	48.68	Р. Неляко-Собегьяхатарка	32.12	0.3	7.29		01.VIII
16	13	123	72.15	озеро	31.26	0.3	3.19		01.VIII
2. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-2 - К-207									
Пересечения отсутствуют									
3. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-2 - отпайка К-211									
Пересечения отсутствуют									
4. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-2 - отпайка К-210									
4	1	6	86.87	ручей	34.17	0.3	11.37		01.VIII
5	1	7	61.8	ручей	33.77	0.3	9.17		01.VIII
6	1	7	96.13	ручей	33.49	0.9	9.63		01.VIII
7	1	8	10.09	ручей	33.47	0.3	3.6		01.VIII
5. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-2 - К-213									
16	6	54	89.54	озеро	36.26	0.5	23.49		01.VIII
17	7	68	47.11	ручей б/н	33.39	0.2	1.77		01.VIII
18	8	72	20.19	ручей б/н	30.92	0.9	6.86		01.VIII
19	8	74	14.23	ручей б/н	29.75	1.4	11.92		01.VIII
20	8	74	83.23	ручей б/н	29.7	0.8	12.7		01.VIII
21	9	80	24.9	ручей б/н	23.79	0.5	2.58		01.VIII
22	9	85	4.42	вр. ручей	26.35				01.VIII
6. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-2 - отпайка К-214									
1	1	1	72.92	озеро	35.35	1	70.56		01.VIII

№ п/п	км по трассе	ПК	+	Наименование водотока	Урез воды, м	Глубина, м	Ширина, м	Скорость течения, м/с	Дата изысканий, ДД.ММ
7. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-2 - отпайка К-202									
Пересечения отсутствуют									
8. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-2 - К-304									
2	2	17	69.57	озеро	36.32	0.5	23.36		01.VIII
3	2	18	38.53	озеро	36.32	0.5	11.12		01.VIII
13	7	66	95.57	озеро	39.06	1.3	70.27		01.VIII
15	8	71	80.49	озеро	39.18	1.3	30.61		01.VIII
16	8	75	5.98	озеро	38.82	1.3	21.35		01.VIII
19	8	76	76.86	озеро	38.05	1.3	157.05		01.VIII
9. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-2 - отпайка К-203									
Пересечения отсутствуют									
10. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-2 - отпайка К-208									
Пересечения отсутствуют									
11. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-2 - К-314									
3	2	12	2.97	озеро	34.78	0.5	10.17		01.VIII
9	4	36	59.39	озеро	34.36	1.5	95.35		01.VIII
11	4	39	70.6	озеро	34.04	0.5	14.3		01.VIII
12. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-2 - отпайка К-205									
Пересечения отсутствуют									
13. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-2 отпайка - К-212									
Пересечения отсутствуют									
14. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-2 - отпайка К-209									
Пересечения отсутствуют									
15. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-2 - К-215									
7	2	15	91.8	озеро	36.76	0.9	124.66		01.VIII
8	2	17	28.09	озеро	36.76	0.9	5.92		01.VIII
9	2	17	65.36	озеро	36.76	0.9	3.32		01.VIII
10	3	24	35.15	ручей	34.28	0.3	2.5	0.5	01.VIII
15	6	58	24.26	озеро	38.69	0.3	27.18		01.VIII
16	7	63	47.01	озеро	37.59	0.5	0.47		01.VIII
УПГ-3									
1. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-3 - К-316									
1	1	8	68.89	озеро	22.33	1.5		59.4	01.VIII
2	2	11	36.98		19.57	0.3		43.81	01.VIII
3	2	16	18.39	р. Нижняя Паюя-ха	17.21	1		7.98	01.VIII
4	2	19	49.07	озеро	23.35	0.8		66.43	01.VIII
5	3	22	96.54	озеро	24.85	1.3		77.93	01.VIII
7	6	55	77.16	ручей	23.55	1		5.18	01.VIII

№ п/п	км по трассе	ПК	+	Наименование водотока	Урез воды, м	Глубина, м	Ширина, м	Скорость течения, м/с	Дата изысканий, ДД.ММ
8	6	57	58.14	озеро	24.49	0.3		9.03	01.VIII
9	6	57	79.23	озеро	24.49	0.7		40.02	01.VIII
10	6	59	8.99	озеро	24.49	0.4		2.64	01.VIII
11	6	59	33.55	озеро	24.47	0.3		16.9	01.VIII
12	6	59	66.69	озеро	24.47	0.3		18.42	01.VIII
13	7	60	39.22	озеро	24.65	0.5		37.12	01.VIII
14	7	62	37.56	озеро	25.74	0.4		10.74	01.VIII
15	7	62	77.89	озеро	25.84	0.4		38.03	01.VIII
16	7	63	69.38	озеро	25.86	0.5		26.82	01.VIII
17	7	68	89.6	озеро	26.53	0.5		39.41	01.VIII
18	7	69	40.94	озеро	26.57	0.5		40.63	01.VIII
19	7	69	91.87	озеро	26.57	0.2		11.01	01.VIII
20	8	72	96.97	озеро	26.7	0.6		5.85	10.XI
2. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-3 - отпайка К-312									
Пересечения отсутствуют									
3. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-3 - отпайка К-313									
Пересечения отсутствуют									
4. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-3 - К-308									
2	2	14	92.34	р.Верхняя Паюя-ха	20.24	0.2		10.03	01.VIII
3	4	31	18.67	ручей	22.93	-		-	01.VIII
4	4	31	35.85	ручей	22.82	1		3.96	01.VIII
5	4	31	53.89	ручей	22.63	1		22.58	01.VIII
6	4	33	46.2	ручей	21.24	1		9.25	01.VIII
7	4	35	33.3	озеро	20.43	0.6		22.76	01.VIII
8	5	40	37.62	р.Собетьяха	18.89	0.2		26.71	01.VIII
5. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-3 - отпайка К-303									
1	2	10	16.39	ручей	26.39	-		-	01.VIII
2	2	17	72.51	озеро	30.53	1.1		134.66	01.VIII
6. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-3 - отпайка К-302									
3	2	17	44.44	ручей б/н	22.12	-		-	01.VIII
4	2	17	49.28	ручей б/н	21.6	-		-	01.VIII
5	2	19	48.5	ручей б/н	22.42	1		5.81	01.VIII
6	3	28	85.86	озеро	29.7	0.5		44.16	01.VIII
7	4	38	85.66	озеро	29.18	0.3		17.95	
7. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-3 - К-305									
1	2	13	36.95	озеро	27.67	1.5		72.24	01.VIII
2	2	17	30.63	озеро	28.73	1.3		67.98	01.VIII
3	2	18	30.99	озеро	28.73	2		185.82	01.VIII

№ п/п	км по трассе	ПК	+	Наименование водотока	Урез воды, м	Глубина, м	Ширина, м	Скорость течения, м/с	Дата изысканий, ДД.ММ
4	3	20	23.27	озеро	28.73	0.5		49.76	01.VIII
5	3	26	48.89	озеро	28.95	1.1		29.7	01.VIII
6	3	28	27.94	озеро	29.04	1.1		231.16	01.VIII
7	4	31	43.99	озеро	29.12	0.5		11.26	01.VIII
8	4	31	63.25	озеро	29.12	0.5		1.48	01.VIII
9	4	31	67.06	озеро	29.12	0.5		5.43	01.VIII
10	4	31	83.89	озеро	29.12	0.5		29.61	01.VIII
11	4	32	51.75	озеро	29.19	0.4		10.85	01.VIII
12	4	33	31.47	озеро	29.19	0.3		16.2	01.VIII
13	4	33	68.66	озеро	29.14	1.1		52.7	01.VIII
14	4	34	26.79	озеро	29.14	0.4		44.33	01.VIII
15	4	34	75.48	озеро	29.14	1		115.06	01.VIII
16	7	59	73.3	р.Нижняя Паюяха	22.65	0.2		5.19	01.VIII
8. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-3 - отпайка К-310									
1	1	7	44.08	р.Нижняя Паюяха	22.07	1.3		27.39	01.VIII
2	2	12	45.9	озеро	31.35	0.5		18.07	01.VIII
3	2	13	25.63	озеро	31.26	0.4		11.97	01.VIII
4	2	17	13.55	озеро	31.54	0.5		34.7	01.VIII
5	2	18	11.93	озеро	31.54	1		140.99	01.VIII
6	3	21	59.44	озеро	31.89	1		2.98	01.VIII
7	3	21	71.65	озеро	31.89	1		34.32	01.VIII
9. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-3 - отпайка К-307									
Пересечения отсутствуют									
10. Трасса ВЛ-10 ПС-6/10 кВ УКПГ-3 - К-317									
1	1	3	93.91	ручей	25.28	0.3		4.63	01.VIII
2	1	9	28.77	озеро	27.57	1.5		95.83	01.VIII
3	4	36	96.16	р. Нижняя Паюяха	19.65	1.9		26.34	01.VIII
4	5	43	59.18	ручей	26.64	0.3		3.37	01.VIII
5	5	43	76.72	ручей	26.47	-		-	01.VIII
6	5	43	94	ручей	26.36	-		-	01.VIII
7	6	62	3.13	озеро	31.35	1		52.33	01.VIII
9	7	67	59.97	озеро	31.86	1		40.24	01.VIII
10	7	68	5.28	озеро	31.86	1		56.28	01.VIII
11. Трасса ВЛ-10 ПС-6/10 кВ УКПГ-3 - отпайка К-315									
Пересечения отсутствуют									
12. Трасса ВЛ-10 ПС-6/10 кВ УКПГ-3 -отпайка К-311									
Пересечения отсутствуют									
УКПГ-4									

№ п/п	км по трассе	ПК	+	Наименование водотока	Урез воды, м	Глубина, м	Ширина, м	Скорость течения, м/с	Дата изысканий, ДД.ММ
1. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-4 - К-415									
1	3	26	21.33	р. Собе́тъяхатарка	32.68	0.5	5.06		01.VIII
2	4	38	78.45	ручей б/н	32.88	1.8	11.14		01.VIII
2. Трасса ВЛ-10 кВ УКПГ-4 - К-421									
2	3	21	55.47	ручей б/н	33.61	0.5	0.51		01.VIII
3	4	30	76.6	р. Собе́тъяха	22.82	1	6.72		01.VIII
4	4	33	7.77	ручей б/н	29.23	0.5	-		01.VIII
6	4	39	11.2	ручей б/н	31.67	0.3	0.78		01.VIII
7	5	41	35.32	озеро	33.12	1.5	69.1		01.VIII
8	5	42	27.15	озеро	33.12	1.5	8.26		01.VIII
9	5	42	41.26	озеро	33.12	1.5	17.66		01.VIII
УКПГ-1									
1. Трасса выводимого из эксплуатации участка шлейфа КГС-107									
1	4	30	21.26	ручей	22.19	1.5	10.22	0.1	01.VIII
2. Трасса выводимого из эксплуатации участка шлейфа КГС-108									
1	1	5	54.54	ручей	22.22	0.9	11.6	0.1	01.VIII
3. Трасса выводимого из эксплуатации участка шлейфа КГС-112									
1	1	6	26.91	ручей	22.21	1.8	7.68	0.1	01.VIII
2	1	6	45.37	ручей	22.2	1.7	15.79	0.1	01.VIII
4. Трасса выводимого из эксплуатации участка шлейфа КГС-116									
4	2	16	89.15	р. Нгарка-Пойловояха	19.34	0.5	0.47	0.1	01.VIII
6	3	29	78.51	ручей	20.19	0.2	4.34	0.1	01.VIII
5. Трасса коллектора ГО УКПГ-1									
Пересечения отсутствуют									
6. Трасса газопровода-шлейфа КГС-104, газопровода-шлейфа КГС-106 на участке после точки подключения шлейфа КГС-104									
2	4	31	96.27	вр. водоем	35.4	0.3	35.78		01.VIII
7. Трасса газопровода-шлейфа КГС-106 на участке до точки подключения шлейфа КГС-104									
1	0	0	0	вр. водоем	35.83	0.3	3.88		01.VIII
8. Трасса газопровода-шлейфа КГС-107									
Пересечения отсутствуют									
9. Трасса газопровода-шлейфа КГС-108 на участке до точки подключения к шлейфу КГС-113									
Пересечения отсутствуют									
10. Трасса газопровода-шлейфа КГС-111									
1	1	0	0	озеро	33.71	0.4	10.11		01.VIII
11. Трасса газопровода-шлейфа КГС-113									
1	1	5	19.07	ручей	23.15	0.7		0.1	01.VIII

№ п/п	км по трассе	ПК	+	Наименование водотока	Урез воды, м	Глубина, м	Ширина, м	Скорость течения, м/с	Дата изысканий, ДД.ММ
12. Трасса газопровода-шлейфа КГС-116 на участке до точки подключения к коллектору КГС-113, 120									
1	1	1	97.52	вр.ручей	30.08	-			01.VIII
2	1	2	30.88	вр.ручей	30.05	-			01.VIII
4	1	9	10.92	ручей	26.38	1.6	33.96	0.1	01.VIII
13. Трасса перемычки с крановым узлом №6									
1	1	0	63.76	вр. водоем	35.4	0.3	76.57		01.VIII
14. Трасса перемычки с крановым узлом №7									
15. Трасса перемычки с крановым узлом №9									
Пересечения отсутствуют									
16. Трасса перемычки с крановым узлом №10									
Пересечения отсутствуют									
УКПГ-2									
1. Трасса выводимого из эксплуатации участка шлейфа КГС N205									
1	1	0	1.21	озеро	34.78	0.5	7.02		01.VIII
2	1	0	14.18	озеро	34.78	0.5	12.54		01.VIII
3	1	5	40.69	озеро	34.6	1.3	121.49		01.VIII
4	1	8	80.47	вр. Водоем	35.07	0.5	19.53		01.VIII
5	1	9	28.62	вр. Водоем	35.09	0.3	22.5		01.VIII
6	2	14	54.09	вр. Водоем	36.27	0.5	25.77		01.VIII
2. Трасса выводимого из эксплуатации участка шлейфа КГС N209									
1	1	2	99.3	р.Неляко-Собетьяхатарка	29.99	1.6	5.98	0.5	01.VIII
2	2	14	66.79	вр. Водоем	34.4	0.3	8.28		01.VIII
3	2	19	73.27	вр. Водоем	35.26	0.3	4.96		01.VIII
4	3	25	69	озеро	34.6	1.3	119.98		01.VIII
5	3	29	5.53	вр. Водоем	35.07	0.5	23.39		01.VIII
6	3	29	55.59	вр. Водоем	35.09	0.3	21.99		01.VIII
7	4	34	77.83	вр. Водоем	36.27	0.5	24.26		01.VIII
3. Трасса выводимого из эксплуатации участка шлейфа КГС N210									
1	1	1	0.12	ручей	34.41				01.VIII
2	3	23	16.37	вр. Водоем	36.27	0.5	93.99		01.VIII
4. Трасса выводимого из эксплуатации участка шлейфа КГС N211									
1	2	19	85.3	вр. Водоем	36.35	0.5	13.82		01.VIII
2	3	21	46.22	вр. Водоем	36.15	0.5	7.09		01.VIII
3	3	22	12.24	вр. Водоем	36.24	0.5	5.8		01.VIII
4	6	50	9.15	вр. Водоем	36.27	0.5	47.41		01.VIII
5. Трасса выводимого из эксплуатации участка шлейфа КГС N214									

№ п/п	км по трассе	ПК	+	Наименование водотока	Урез воды, м	Глубина, м	Ширина, м	Скорость течения, м/с	Дата изысканий, ДД.ММ
1	2	19	83.96	вр. Водоем	36.15	0.5	7.54		01.VIII
2	3	21	62.9	вр. Водоем	35.76	0.3	7.08		01.VIII
3	3	21	79.42	вр. Водоем	35.76	0.3	4.16		01.VIII
4	5	44	96.79	вр. Водоем	36.35	0.5	2.73		01.VIII
5	5	46	41.47	вр. Водоем	36.15	0.5	3.35		01.VIII
6	5	47	5.61	вр. Водоем	36.24	0.5	4.62		01.VIII
7	6	53	11.61	вр. Ручей	34.45	-			01.VIII
8	8	75	37.73	вр. Водоем	36.27	0.5	61.55		01.VIII
6. Трасса коллектора ГО УКПГ-2									
5	2	10	88.2	вр. Водоем	35.32	0.5	5.82		01.VIII
6	2	11	27.29	вр. Водоем	35.28	0.5	50.72		01.VIII
7. Трасса газопровода-коллектора подключения УКПГ-2 (1 нитка)									
1	1	2	63.47	ручей	33.73	0.3	3.43		01.VIII
2	1	5	60.35	р.Неляко-Собетьяхатарка	30.16	1.2	6.48	0.5	01.VIII
4	3	22	26.29	вр. Водоем	35.28	0.5	20.94		01.VIII
5	3	26	98.5	вр. Водоем	35.76	0.3	1.94		01.VIII
6	3	29	94.42	вр. Водоем	38.77	0.3	6.22		01.VIII
8. Трасса перемычки с крановым узлом N18									
1	1	0	0	вр. Водоем	34.76	0.3	5.45		01.VIII
2	1	1	33.32	вр. Водоем	34.53	0.3	4.58		01.VIII
9. Трасса газопровода-перемычки от кранового узла N19									
Пересечения отсутствуют									
10. Трасса перемычки с крановым узлом N20									
Пересечения отсутствуют									
11. Трасса газопровода-перемычки от кранового узла 201 до кранового узла 2Б1 УКПГ-2									
2	1	7	47.07	ручей	31.39				01.VIII
3	2	10	27.09	р.Неляко-Собетьяхатарка	29.97	0.3	1.75	0.5	01.VIII
4	2	12	12.3	ручей	31.2	0.5	15.13		01.VIII
УКПГ-3									
1. Трасса газопровода-шлейфа КГС N305									
1	1	1	0.65	озеро	31.32	0.7	49.39		03.X
2	1	6	37.5	р. Нижняя Паюяха	22.81	0.4	3.5	0.1	03.X
3	2	10	30.93	вр. Водоем	30.91	0.3	5.91		03.X
5	6	53	28.45	озеро	27.81	0.7	17.26		03.X
6	6	56	46.2	озеро	27.92	0.9	27.92		03.X
	6	59	77.42	озеро	28.03	1	69.31		03.X

№ п/п	км по трассе	ПК	+	Наименование водотока	Урез воды, м	Глубина, м	Ширина, м	Скорость течения, м/с	Дата изысканий, ДД.ММ
	7	62	57.33	озеро	28.03	1	4.71		03.X
2. Трасса газопровода-шлейфа КГС N307									
1	1	2	14.1	озеро	28.03	1	82.08		03.X
3. Трасса газопровода-шлейфа КГС N311									
1	2	11	56.21	озеро	27.57	0.5	13.11		03.X
2	2	12	19.35	озеро	27.57	0.5	57.66		03.X
	2	17	79.18	ручей	26.11		<1.0		03.X
4. Трасса газопровода-шлейфа КГС N312									
1	1	0	17.15	озеро	24.82	0.5	30.22		03.X
2	1	9	27.22	р. Нижняя Паюя-ха	18.25	0.2	3.52	0.1	03.X
3	1	9	59.82	р. Нижняя Паюя-ха	18.02	0.2	12.31	0.1	03.X
5. Трасса газопровода-шлейфа КГС N315									
1	1	5	71.95	ручей	25.84	0.5	12.93		03.X
2	2	13	19.67	р. Нижняя Паюя-ха	19.63	0.3	14.59		03.X
3	4	39	95.25	озеро	27.57	0.5	12.67		03.X
4	5	40	67.68	озеро	27.57	0.5	52.14		03.X
5	5	46	25.27	вр. Ручей	26.12	-	-	-	03.X
6. Трасса перемычки от кранового узла 306 до подключения в коллектор УКПГ-3 (1 нитка)									
Пересечения отсутствуют									
7. Трасса коллектора ГО УКПГ-3									
3	1	5	33.04	р. Верхняя Паюя-ха	19.68	0.6	16.77	0.1	03.X
	1	9	46.84	вр. Ручей	-	-	-		03.X
	2	19	70.41	вр. Водоем	26.44	0.5	17.26		03.X
8. Трасса перемычки с крановым узлом N25									
1	1	1	30.91	вр. Водоем	29.79	0.5	1.53		03.X
9. Трасса газопровода-коллектора подключения УКПГ-3 (1 нитка) от кранового узла N303 до площадки УКПГ-3									
1	1	1	85.32	р. Верхняя Паюя-ха	19.71	0.5	7.75	0.1	03.X
2	1	1	98.76	р. Верхняя Паюя-ха	19.71	0.4	9.13	0.1	03.X
	1	6	63.91	вр. Водоем	24.76	0.5	19.03		03.X
	2	14	67.12	вр. Водоем	26.57	0.5	58.94		03.X
УКПГ-4									
1. Трасса газопровода-шлейфа КГС N405 на участке до точки подключения к шлейфу КГС N405									
Пересечения отсутствуют									

№ п/п	км по трассе	ПК	+	Наименование водотока	Урез воды, м	Глубина, м	Ширина, м	Скорость течения, м/с	Дата изысканий, ДД.ММ
2. Трасса газопровода-шлейфа КГС N406 на участке до точки подключения к шлейфу КГС N405									
2	3	20	44.1	ручей б/н	34.4	0.5	16.48	0.1	01.VIII
3. Трасса газопровода-шлейфа КГС N406 на участке демонтажа									
1	1	8	33.61	ручей б/н	34.62		<1		01.VIII
4. Трасса газопровода-шлейфа КГС N411, 408, 404, 422									
Пересечения отсутствуют									
5. Трасса газопровода-шлейфа КГС N418									
2	1	6	27.83	озеро	37.26	1.5	122.74		01.VIII
6	4	37	56.98	ручей б/н	32.48	0.7	5.6		01.VIII
8	6	54	17.04	ручей б/н	36.68	0.6	1.73		01.VIII
9	6	55	62.82	ручей б/н	36.44	0.6	5.09		01.VIII
10	7	60	1.81	р. Собетьяхатарка	35.2	0.5	0.38		01.VIII
5. Трасса автомобильной дороги к месту установки трехходового крана на шлейфе КГС N415 в районе подключения шлейфа КГС N413									
Пересечения отсутствуют									
УКПГ-4А									
1. Трасса газопровода-шлейфа КГС N431									
1	2	16	21.46	ручей б/н	32.4	0.7	3.24		01.VIII
2. Трасса лупинга на участке коллектора КГС NN431, 433, 434, 435, 447									
1	1	4	7.33	ручей б/н	43.58		<1		01.VIII
3. Трасса газопровода-шлейфа КГС N444									
Пересечения отсутствуют									
4. Трасса коллектора КГС-448, 439									
Пересечения отсутствуют									
УКПГ-7									
1. Трасса газопровода-шлейфа КГС N704									
Пересечения отсутствуют									
2. Трасса газопровода-шлейфа КГС N705									
1	1	2	45.27	ручей б/н	9.71	0.7	13.51	0.1	01.VIII
2	2	12	74.82	ручей	17.92		<1		01.VIII
3. Трасса газопровода-шлейфа КГС N706									
Пересечения отсутствуют									
4. Трасса газопровода-шлейфа КГС N709									
Пересечения отсутствуют									
5. Трасса газопровода-шлейфа КГС N711									
2	2	11	52.26	ручей б/н	30.65	1.2	3.4	0.1	01.VIII
6. Трасса газопровода-шлейфа КГС N713									
Пересечения отсутствуют									

№ п/п	км по трассе	ПК	+	Наименование водотока	Урез воды, м	Глубина, м	Ширина, м	Скорость течения, м/с	Дата изысканий, ДД.ММ
7. Трасса газопровода-шлейфа КГС N714 от точки подключения шлейфа КГС N720 до УКПГ. Демонтаж участка шлейфа КГС N720. Демонтаж участка шлейфа КГС N712.									
Пересечения отсутствуют									
8. Трасса газопровода-шлейфа КГС N715									
Пересечения отсутствуют									
9. Трасса газопровода-шлейфа КГС N717									
Пересечения отсутствуют									
10. Трасса газопровода-шлейфа КГС N718									
3	2	15	63.13	ручей	11.66		<1		01.VIII
5	3	27	23.76	р. Пойловояха	8.78	3.3	69.81		30.VIII
7	6	58	88.85	ручей	10.75		<1		01.VIII
8	9	83	16.52	р.Елнгояха	10.57	0.2	1.11	0.5	01.VIII
11. Трасса газопровода-шлейфа КГС N714 (до точки подключения шлейфа КГС N720)									
1	3	21	12.97	р.Елнгояха	14.07	0.9	1.82	0.1	01.VIII
12. Трасса лупинга Д=325 мм на участке от точки соединения шлейфов КГС N702, 730 до точки смены диаметра 325 мм на 530 мм									
Пересечения отсутствуют									

Основными потенциальными источниками воздействия на природные воды в период строительства являются:

- движение строительной техники в полосе отвода земель;
- строительные работы, связанные с монтажом и др. видами работ, на территории, отведенной под строительство;
- строительные работы на пересекаемых водотоках.

Основными факторами воздействия на водные биоресурсы являются:

- прокладка газопроводов, ВЛ-10 кВ;
- строительство опор ВЛ-10 кВ;
- шумовое воздействие.

При производстве работ по настоящему проекту вред водным биоресурсам наносится в результате:

- утраты потенциально пригодных нерестовых площадей (нерестилищ на растительных субстратах) для фитофильных видов рыб в пойме;
- гибели бентосных кормовых организмов при производстве работ на площади под постоянные сооружения (опоры ВЛ-10 кВ).

Производство работ по предлагаемой проектом схеме не приведет к гибели промысловой ихтиофауны, т.к. применения взрывчатых веществ, других технологий, устройств и механизмов, способных напрямую негативно воздействовать на взрослых особей, икру, личинки и молодь рыб не предполагается. Прямые потери молоди и взрослых промысловых рыб не прогнозируются.

Негативное воздействие на водные биоресурсы в районе проведения работ при реализации проекта может иметь место при временном и постоянном (на период эксплуатации) отторжении поверхности пойм водных объектов. Подробно расчет ущерба, наносимого на водные биоресурсы в результате реализации проекта рассмотрен в разделе 1004023ПД/04-РХР13.5.

Воздействие от планируемой деятельности на водные объекты и водные биоресурсы является кратковременным и прекращается с окончанием строительных работ.

При соблюдении технологии строительства и природоохранных мероприятий, предложенных проектом, воздействие на природные воды сводится к минимуму.

6.4.1.2 Водопотребление и водоотведение

В период строительства водопотребление на строительных площадках будет осуществляться на производственные нужды (проведение гидроиспытаний, бетонные работы, заправка техники и т.д.) и хозяйственно-питьевые нужды.

Договоры на водопотребление перед началом производства работ заключает Подрядная организация, осуществляющая строительные-монтажные работы.

Объемы воды на производственные и хозяйственно-питьевые нужды принимаются по данным раздела «Проект организации строительства» (1004023ПД/04-ПОС1.1).

Общее потребление воды за период строительства объекта составит 13356 м³:

- на производственные нужды – 6260 м³, в том числе для проведения гидроиспытаний – 50 м³;
- на хозяйственно-бытовые нужды рабочих кадров – 7096 м³.

Обеспечение ВЖГС и участков производства работ водой для хозяйственно-питьевых нужд предполагается привозной водой из сетей п. Ямбург.

Качество воды для хозяйственных нужд удовлетворяет требованиям СанПиН 2.1.3684-21, СанПиН 2.1.3685-21.

В процессе строительства будут образовываться производственные и хозяйственно-бытовые сточные воды. Вода, расходуемая на производственные нужды – бетонные работы, для эксплуатации машин и строительной техники – учитывается как безвозвратное потребление.

Объемы сточных вод после гидроиспытаний и хозяйственно-бытовых сточных вод принимаются равным водопотреблению.

Баланс водопотребления и водоотведения в период строительства приведен в таблице 6.17.

Таблица 6.17 Баланс водопотребления и водоотведения в период строительства

Водопотребление, м ³			Водоотведение, м ³			Безвозвратное водопотребление, м ³
всего	на производственные нужды	на хозяйственные нужды	всего	производственные сточные воды	хозяйственные сточные воды	
13356	6260	7096	7146	50	7096	6210

Для сбора хозяйственно-бытовых сточных вод на строительной площадке используются передвижные туалеты со сливом в герметичные емкости. Сточные воды транспортируются на действующие КОС-4500 ООО «Газпром добыча Ямбург», расположенные в непосредственной близости от п. Ямбург.

Договоры на оказание услуг по приему производственных и бытовых сточных вод в период строительства заключает Подрядная организация, осуществляющая строительномонтажные работы на объекте строительства.

Производственные сточные воды после испытания трубопровода содержат незначительное количество частиц минерального грунта и песка, попавших при монтаже труб, продуктов коррозии металла, образовавшихся при длительном хранении труб, окалину и сварочный шлак, метанол.

Вода после гидроиспытаний вывозится в п. Ямбург для дальнейшей утилизации.

Содержание механических примесей в воде после гидроиспытаний принято по данным материалов оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) строительства и эксплуатации российского сектора (0-125,5 км) морского газопровода Nord Stream (прежнее название – Северо-Европейский газопровод, морской участок) и составляет ориентировочно составит 0,07 кг/м³.

Эффективность очистки вод после гидроиспытаний методом отстаивания в течение суток достигает 90% (п.10.7.3 Рекомендации по расчету систем сбора, отведения и очистки поверхностного стока селитебных территорий, площадок предприятий и определению условий выпуска его в водные объекты, НИИ ВОДГЕО).

Состав хозяйственно-бытовых сточных соответствует данным таблицы Г.1 СП 32.13330.2018 «Свод правил. Канализация. Наружные сети и сооружения».

6.4.2 Период эксплуатации

6.4.2.1 Источники и виды воздействия на поверхностные и подземные воды

В период эксплуатации проектируемого объекта основное воздействие на поверхностные, подземные воды и водные биоресурсы связано с водопотреблением и водоотведением.

Проектируемые источники и зоны охраны источников питьевого водоснабжения отсутствуют.

Забор воды из поверхностных и подземных источников, организованный сброс сточных вод в поверхностные водные объекты и подземные горизонты, другие виды воздействия на природные воды осуществляться в период эксплуатации проектируемого объекта не будут.

Водоснабжение реконструируемых площадок УКПГ-1, 4, УППГ-2, 3, 7 (УКПГ 2, 3, 7 переводятся в УППГ-2, 3, 7) и существующей площадки УППГ-3В – централизованное, от основного источника водоснабжения – водозабора поверхностных вод в п. Ямбург. Основным источником водоснабжения – Обская губа (водоприемник и насосная станция первого подъема запроектированы на производительность 0,28 м³/с, 24,0 тыс. м³/сут.; водоочистные – 6,0 тыс. м³/сут.).

Данной производительности достаточно для снабжения водой питьевого качества, в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.3684-21, жилого поселка Ямбург, Промбазы п. Ямбург, промышленных сооружений и других потребителей на производственные, питьевые и противопожарные нужды.

Источником водоснабжения УКПГ-9 Харвутинской площади Ямбургского НГКМ является существующий водозабор на р. Хадуттэ со станцией предварительной подготовки воды.

Решений по реконструкции систем хозяйственно-питьевого водоснабжения на площадках УКПГ-1, 4, УППГ-2, 3, 7 (УКПГ 2, 3, 7 переводятся в УППГ-2, 3, 7) не предусматривается, для нужд автоматического пенного пожаротушения на площадках УППГ-2, 3, 7 (УКПГ 2, 3, 7 переводятся в УППГ-2, 3, 7) проектируется система противопожарного водоснабжения.

Расходы воды на площадках УКПГ-1, УППГ-2, УППГ-3 и УППГ-7 на хозяйственно-питьевые нужды остаются без изменений, в рамках проекта не предусматриваются проектные решения по увеличению или уменьшению объемов водоснабжения.

Расходы воды на площадках УППГ-3В, УКПГ-4 на хозяйственно-питьевые, технологические нужды и на пожаротушение остаются без изменений, в рамках проекта не предусматриваются проектные решения по увеличению или уменьшению объемов водоснабжения.

В связи с отсутствием постоянных рабочих мест хозяйственно-питьевое водоснабжение площадок МКУ и ПС не предусматривается.

Согласно техническим условиям производственное водоснабжение площадок МКУ (промывка технологического оборудования) предусматривается привозной водой с соответствующего существующего УКПГ и УППГ, в состав которого входит МКУ куста газовых скважин.

На всех площадках УКПГ, ДКС Ямбургского НГКМ существует централизованная раздельная система водоотведения.

Производственные сточные воды, образующиеся в результате технологических процессов на площадках УКПГ, ДКС, поступают на сжигание в ГФУ соответствующей УКПГ.

Бытовые сточные воды на УКПГ-2 (переводится в УППГ-2) от зданий по системе надземных и подземных трубопроводов направляются в существующую насосную перекачки

бытовых сточных вод (поз. 70) и далее в напорном режиме подаются на канализационные очистные сооружения (далее – КОС) площадки ВЖК УППГ-2.

На площадке УКПГ-3 и УКПГ-7 (переводятся в УППГ-3, УППГ-7) бытовые сточные воды от зданий по системе надземных и подземных трубопроводов подаются в приемный резервуар существующей КНС (поз. 120 и 105 соответственно) откуда насосами перекачиваются на очистку в здание КОС бытовых сточных вод (поз. 122 и 123 соответственно) существующих площадок КОС. Очищенные бытовые сточные воды сжигаются на ГФУ соответствующей УКПГ.

На реконструируемых площадках УППГ-3 и УППГ-7 осуществляется демонтаж КОС бытовых сточных вод (поз. 122 и 123 соответственно), взамен предусматривается строительство новой станции очистки бытовых сточных вод (поз. 83 и 106 соответственно). Производительность проектируемой станции очистки бытовых сточных вод принимается равной производительности демонтируемых КОС и составляет 25,0 м³/сут. Проектом предусматривается подключение технологических коммуникаций проектируемой станции очистки к существующим сетям напорной бытовой канализации, иловой канализации и напорной канализации очищенных бытовых сточных вод.

Описание технологии очистки хозяйственно-бытовых сточных вод и обработки осадка в станции очистки бытовых сточных вод приводится в п. 3 раздела 1004023ПД/04-ИОС3.1 «Система водоотведения». Очищенные бытовые стоки из проектируемых станций очистки бытовых сточных вод (поз. 83 и 106 соответственно) подаются в существующую сеть очищенных бытовых сточных и далее на сжигание на ГФУ соответствующей УППГ. При остановке ГФУ очищенные бытовые сточные воды подаются в емкость дренажную откуда откачиваются и вывозятся передвижной спецтехникой на ГФУ на другие газовые промыслы.

На реконструируемых площадках УППГ-2, УППГ-3 и УППГ-7 для отвода случайных и аварийных проливов воды в станциях насосных пожаротушения (поз. 115, 24 и 16 соответственно), отвода проливов воды в помещениях венткамер реконструируемых зданий технологических цехов регенерации ДЭГа и метанола (поз. 43, 37 и 41 соответственно) предусматривается строительство системы самотечной производственной канализации. Производственные стоки собираются в мокрых колодцах и по мере накопления, откачиваются и вывозятся передвижной спецтехникой на ГФУ соответствующих площадок УППГ согласно техническим условиям Заказчика.

Отвод поверхностных дождевых и талых вод с территории проектируемых и реконструируемых объектов предусматривается вертикальной планировкой по спланированной местности за пределы площадок.

На реконструируемых площадках УППГ-2 и УППГ-3 отвод производственно-дождевых сточных вод от проектируемых отбортованных площадок налива автоцистерны (поз. 118 и 123 соответственно) и с поддонов под пробкоуловителями (поз. 120, 125 соответственно) предусматривается в проектируемые емкости дренажные Е-15н объемом 100 м³ каждая (поз. 119, 124 соответственно), утилизация производственно-дождевых сточных вод производится по существующей схеме площадок – сжигание на ГФУ. Расчет объемов дождевых и талых сточных вод представлен в томе 1004023ПД/04-ИОС3.1 «Система водоотведения».

На площадках ПС проектируемые системы канализации и станции очистки сточных вод не предусматриваются.

На площадках МКУ производственные стоки, образующиеся при промывке технологического оборудования, по системе технологических трубопроводов (дренаж) отводятся в емкости дренажные, предусмотренные на каждой площадке. Вывоз производственных сточных вод с площадок МКУ предусматривается автотранспортом предприятия на соответствующие площадки УКПГ и УППГ, в состав которых входит МКУ газовых скважин, для сжигания на ГФУ.

Сбор, очистка и организованный выпуск поверхностных сточных вод на территориях площадок ПС и МКУ не предусмотрены. Поверхностные сточные воды относятся к условно чистым, так как на территории отсутствуют источники их загрязнения. Технологические процессы на проектируемом объекте полностью автоматизированы. Основная часть технологического оборудования размещена в здании. Наземные трубопроводы подвергаются постоянному осмотру и контролю на наличие утечек, которые при обнаружении оперативно устраняются. Движение транспорта по подъездным автодорогам ограничено и осуществляется при ремонтных работах, при ликвидации возможных аварийных ситуаций.

Размещение (стоянка), техобслуживание, заправка автотранспорта на территории не предусмотрены.

В период эксплуатации проектируемого объекта воздействие на водные биологические ресурсы наносится в результате:

- утраты потенциально пригодных нерестовых площадей (нерестилищ на растительных субстратах) для фитофильных видов рыб в пойме в границах полосы отвода для размещения опор ВЛ;
- потери водных биоресурсов в связи с сокращением (перераспределением) естественного стока с деформированной поверхности водосборного бассейна водных объектов в границах заливаемой части в границах полосы отвода для размещения опор ВЛ.

6.4.2.2 Водопотребление и водоотведение

На площадках УКПГ-1, 4, УППГ-2, 3, 7 объем водопотребления на хозяйственно-питьевые нужды соответствует объему водоотведения в бытовую канализацию. Проектных решений по изменению баланса по хозяйственно-питьевому водоснабжению и водоотведению в бытовую канализацию не предусматривается.

На вновь проектируемых площадках ПС и МКУ существующих систем канализации и станций очистки сточных вод нет. Проектируемых систем и сооружений канализации не предусматривается.

Производственные стоки (от промывки технологического оборудования) на площадках МКУ по системе технологических трубопроводов (дренаж) отводятся в емкости дренажные. Вывоз производственных сточных вод с площадок МКУ осуществляется автотранспортом предприятия на соответствующую существующую площадку УКПГ, в состав которой входит МКУ куста газовых скважин.

Приведен баланс по водоснабжению и водоотведению для вновь строящихся зданий и сооружений на реконструируемых площадках УППГ-2, УППГ-3 и МКУ на кустах газовых скважин. Объект проектирования является производственным, баланс водопотребления и водоотведения в соответствии с данными табл. 19.1 раздела 1004023ПД/04-ИОС2.1 «Система водоснабжения» приведен в таблице 6.18. Производственные сточные воды, образующиеся в результате случайных или аварийных проливов, дренаж от систем приточной вентиляции по характеру загрязнений являются условно-чистыми. В виду не прогнозируемости сбросов обоснование объема данных производственных сточных вод не приводится.

Состав бытовых сточных вод, поступающих на очистку, согласно отчету за июль 2020 года по результатам исследований лабораторного контроля за составом сточных вод и работой очистных сооружений УКПГ-1, УППГ-2В, УКПГ-3, УППГ-3В, УППГ-4а, УКПГ-5, УКПГ-7 представлен в приложении Е тома 1004023ПД/04-ОВОС2.

Объем хозяйственно-бытовых сточных вод на реконструируемых площадках – без изменений.

Концентрации загрязнений и объемы производственных и производственно-дождевых сточных вод, образующихся на проектируемых и реконструируемых площадках МКУ, УППГ-2 и УППГ-3 приведены в таблице 6.19.

Таблица 6.18 Баланс водопотребления и водоотведения по объекту

Производство	Водопотребление, м³/сут.							Водоотведение, м³/сут.				
	Всего	На производственные нужды				На хоз.-питьевые нужды		Всего	Стоки повторного использования	Атмосферные сточные воды	Производственные стоки	Бытовые стоки
		Свежая вода			Повторного использования	В т.ч. безвозвратные потери						
		Не питьевого качества	Питьевого качества	Питьевого качества на безвозвратные потери								
МКУ на кустах газовых скважин №№ 202, 203, 205, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215												
	27	27	-	-	-	-	-	27	-	-	27	-
МКУ на кустах газовых скважин №№ 302, 303, 304, 305, 307, 308, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317												
	27	27	-	-	-	-	-	27	-	-	27	-
МКУ на кустах газовых скважин №№601, 602, 603, 604, 605, 606, 607, 610, 612, 614												
	27	27	-	-	-	-	-	27	-	-	27	-
УППГ-2												
	60	60	-	-	-	-	-	62,66	-	2,66	60	-
УППГ-3												
	60	60	-	-	-	-	-	61,93	-	1,93	60	-

Таблица 6.19 Концентрации загрязнений и объемы производственных и производственно-дождевых сточных вод

Поз. по ГП	Наименование потребителей	Водоотведение			Примечание	Концентрации загрязнений
		м³/ч	м³/сут.	м³/год		
МКУ на кустах газовых скважин №№ 202, 203, 205, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 215						
1	Модульная компрессорная установка:					
	– промывка входного сепаратора (летом)	–	27,0	27,0	1 раз в 2 года	Сметанол – 0,002 г/л
2	Емкость дренажная, V=4 м³:					
	– промывка (летом)	–	12,0	12,0	1 раз в 2 года	Сметанол – 0,004 г/л Смасло – 0,04 г/л
	Итого:					
	– промывки	–	27,0	468,0*	* – учтено годовое количество сточных	–

Поз. по ГП	Наименование потребителей	Водоотведение			Примечание	Концентрации загрязнений
		м ³ /ч	м ³ /сут.	м ³ /год		
					<i>вод на всех МКУ</i>	
МКУ на кустах газовых скважин №№ 302, 303, 304, 305, 307, 308, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317						
1	Модульная компрессорная установка:					
	– промывка входного сепаратора (летом)	–	27,0	27,0	1 раз в 2 года	С _{метанол} – 0,002 г/л
2	Емкость дренажная, V=4 м ³ :					
	– промывка (летом)	–	12,0	12,0	1 раз в 2 года	С _{метанол} – 0,004 г/л С _{масло} – 0,04 г/л
	Итого:					
	<i>– промывки</i>	–	27,0	546,0*	* – учтено годовое количество сточных вод на всех МКУ	–
МКУ на кустах газовых скважин №№ 415, 420, 421						
1	Модульная компрессорная установка:					
	– промывка входного сепаратора (летом)	–	27,0	27,0	1 раз в 2 года	С _{метанол} – 0,002 г/л
2	Емкость дренажная, V=4 м ³ :					
	– промывка (летом)	–	12,0	12,0	1 раз в 2 года	С _{метанол} – 0,004 г/л С _{масло} – 0,04 г/л
	Всего:					
	<i>– промывки</i>	–	27,0	117,0*	* – учтено годовое количество сточных вод на всех МКУ	–
УППГ-2						
119	Емкость дренажная Е-15н V=100 м ³ :					
	– промывка (летом)	–	60	60	1 раз в 2 года	С _{метанол} – 0,005 г/л
	Итого:					
	<i>– промывки</i>	–	60,0	180,0	–	–
УППГ-3						
124	Емкость дренажная Е-15н V=100 м ³ :					
	– промывка (летом)	–	60,0	60,0	1 раз в 2 года	С _{метанол} – 0,005 г/л
125	Площадка пробкоуловителей:					

Поз. по ГП	Наименование потребителей	Водоотведение			Примечание	Концентрации загрязнений
		м ³ /ч	м ³ /сут.	м ³ /год		
	Итого:					
	<i>– промывки</i>	–	60,0	180,0	–	–
УППГ-2 с учетом МКУ						
	Итого:	–			–	–
	<i>– промывки</i>	–	87,0	609,0	–	–
	<i>– талый сток с учетом дождевого</i>	–	2,66	118,60	–	С _{вв} – 400 мг/л; С _{нефтепродукты} – 10 мг/л; С _{соле} содержание – 200 мг/л; ХПК фильтрованной пробы – 100 мг/л; БПК ₂₀ фильтрованной пробы – 20 мг/л
УППГ-3 с учетом МКУ						
	Итого:	–			–	–
	<i>– промывки</i>	–	87,0	726,0	–	–
	<i>– талый сток с учетом дождевого</i>	–	1,93	86,03	–	С _{вв} – 400 мг/л; С _{нефтепродукты} – 10 мг/л; С _{соле} содержание – 200 мг/л; ХПК фильтрованной пробы – 100 мг/л; БПК ₂₀ фильтрованной пробы – 20 мг/л
Примечания						
1. Кусты газовых скважин №№ 202, 203, 205, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 215 относятся к УППГ-2.						
2. Кусты газовых скважин №№ 302, 303, 304, 305, 307, 308, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317 относятся к УППГ-3.						
3. Кусты газовых скважин №№ 415, 420, 421 относятся к УКПГ-4.						

6.5 Результаты оценки воздействия отходов на окружающую среду

6.5.1 Период строительства

6.5.1.1 Перечень и характеристика источников образования отходов

В период строительства на строительных площадках будут образовываться следующие виды отходов производства и потребления:

- обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%) – при техобслуживании автотранспорта и строительной техники;

- мусор от офисных бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный), пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные – жизнедеятельность персонала;
- тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание менее 5%), тара стеклянная, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание лакокрасочных материалов менее 5%) – при проведении окрасочных и грунтовочных работ, работ с использованием растворителя;
- обувь кожаная рабочая, потерявшая потребительские свойства, валяно-войлочные изделия из шерстяного волокна, утратившие потребительские свойства, незагрязненные – при износе рабочими спецобуви;
- спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15 %) – при износе рабочими спецодежды;
- каски защитные пластмассовые, утратившие потребительские свойства, респираторы фильтрующие текстильные, утратившие потребительские свойства, средства индивидуальной защиты глаз, рук, органов слуха в смеси, утратившие потребительские свойства – при использовании средств индивидуальной защиты;
- абразивные круги отработанные, лом отработанных абразивных кругов – при проведении шлифовальных работ;
- обрезь натуральной чистой древесины – при строительномонтажных работах с лесо- и пиломатериалами;
- остатки и огарки стальных сварочных электродов, шлак сварочный – при строительномонтажных работах;
- лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме, лом железобетонных изделий, отходы железобетона в кусковой форме - при строительномонтажных и демонтажных работах;
- отходы цемента в кусковой форме – при строительномонтажных работах;
- отходы пенопласта на основе полистирола не загрязненные, отходы полиуретановой пены незагрязненные, отходы шлаковаты незагрязненные – при строительномонтажных и теплоизоляционных работах и при работах по демонтажу;
- отходы изолированных проводов и кабелей – при строительномонтажных и демонтажных работах;
- отходы пленки полиэтилена и изделий из нее незагрязненные – при строительномонтажных и изоляционных работах;

- лом и отходы изделий из полиэтилена незагрязненные (кроме тары), лом и отходы изделий из полиамида незагрязненные – при строительномонтажных работах;
- лом и отходы стальные несортированные, лом и отходы алюминия несортированные – при строительномонтажных и демонтажных работах;
- отходы геотекстиля на основе поливинилхлорида, отходы асбокартона, асбоснура в смеси незагрязненные, отходы асбестовой ткани с добавлением хлопковых волокон незагрязненные, отходы рубероида – при проведении строительномонтажных работ;
- трубы стальные газопроводов отработанные без изоляции, трубы стальные газопроводов, отработанные с полимерной изоляцией, трубы насоснокомпрессорные стальные отработанные, загрязненные нефтью (содержание нефти менее 15%), трубы стальные инженерных коммуникаций (кроме нефтегазопроводов) с битумнополимерной изоляцией – при демонтаже существующих участков трубопроводов и инженерных коммуникаций.

Собственником отходов, образующихся в результате строительства является Подрядная строительная организация.

Вся техника, занятая в период строительства, доставляется на строительную площадку с транспортной базы специализированной подрядной организации в исправном состоянии, (прошедшая плановое техническое обслуживание). Проектными решениями не предусматривается устройство постов технического обслуживания и ремонта автотранспорта и строительной техники на территории строительства проектируемого объекта. Текущий ремонт и техобслуживание осуществляются на станциях техобслуживания и ремонта, принадлежащих специализированной организации, выделившей технику на период строительства объекта по договору. Собственниками отходов, образующихся в результате ремонта и техобслуживания автотранспорта и строительной техники (отработанные аккумуляторы, отработанные воздушные и масляные фильтры и др.) также являются специализированные организации и сервисные центры. Данные виды отходов настоящим проектом не учитываются.

6.5.1.2 Суммарное образование отходов

Наименование и коды отходов приняты в соответствии с Федеральным классификационным каталогом отходов, утв. Приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования №242 от 22.05.2017 г.

Расчет и обоснование предлагаемых нормативов образования отходов в среднем за период строительства представлен в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (том 8.1.1 1004023ПД/04-ОВОС1.1).

Предлагаемое суммарное образование отходов за период строительства представлено в таблице 6.20.

Таблица 6.20 Предлагаемое суммарное образование отходов на период строительства

№ п/п	Наименование вида отходов	Код по ФККО	Класс опасности	Предлагаемое образование отходов за период строительства, т
1	Отходы геотекстиля на основе поливинилхлорида	43511111523	III	1,396
2	Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%)	91920402604	IV	13,891
3	Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный)	73310001724	IV	28,233
4	Тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание менее 5%)	46811202514	IV	6,235
5	Тара стеклянная, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание лакокрасочных материалов менее 5%)	45181921514	IV	11,168
6	Шлак сварочный	91910002204	IV	5,719
7	Отходы асбокартона, асбошнура в смеси незагрязненные	45591111604	IV	0,187
8	Отходы асбестовой ткани с добавлением хлопковых волокон незагрязненные	45511111624	IV	0,019
9	Отходы рубероида	82621001514	IV	0,001
10	Отходы шлаковаты незагрязненные	45711101204	IV	7,028
11	Трубы стальные газопроводов отработанные без изоляции	46952111514	IV	36,989
12	Трубы стальные газопроводов, отработанные с полимерной изоляцией	46952113514	IV	504155,997
13	Трубы насосно-компрессорные стальные отработанные, загрязненные нефтью (содержание нефти менее 15%)	46954121514	IV	4,479
14	Трубы стальные инженерных коммуникаций (кроме нефтегазопроводов) с битумно-полимерной изоляцией	46953211524	IV	47,236
15	Обувь кожаная рабочая, утратившая потребительские свойства	40310100524	IV	1,412

№ п/п	Наименование вида отходов	Код по ФККО	Класс опасности	Предлагаемое образование отходов за период строительства, т
16	Спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15 %)	40231201624	IV	2,929
17	Средства индивидуальной защиты глаз, рук, органов слуха в смеси, утратившие потребительские свойства	49110511524	IV	12,128
18	Валяно-войлочные изделия из шерстяного волокна, утратившие потребительские свойства, незагрязненные	40219101615	V	1,059
19	Остатки и огарки стальных сварочных электродов	91910001205	V	5,242
20	Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме	82220101215	V	321,276
21	Лом железобетонных изделий, отходы железобетона в кусковой форме	82230101215	V	1221,158
22	Лом и отходы изделий из полиамида незагрязненные	43417101205	V	0,003
23	Отходы цемента в кусковой форме	82210101215	V	18,687
24	Отходы пенопласта на основе полистирола не загрязненные	43414101205	V	1,796
25	Отходы полиуретановой пены незагрязненные	43425001295	V	0,121
26	Отходы изолированных проводов и кабелей	48230201525	V	11,022
27	Отходы пленки полиэтилена и изделий из нее незагрязненные	43411002295	V	0,0012
28	Лом и отходы стальные несортированные	46120099205	V	28,144
29	Обрезь натуральной чистой древесины	30522004215	V	1,334
30	Лом и отходы изделий из полиэтилена незагрязненные (кроме тары)	43411003515	V	0,018
31	Абразивные круги отработанные, лом отработанных абразивных кругов	45610001515	V	1,360
32	Лом и отходы алюминия несортированные	46220006205	V	4,232
33	Каски защитные пластмассовые, утратившие потребительские свойства	49110101525	V	0,144

№ п/п	Наименование вида отходов	Код по ФККО	Класс опасности	Предлагаемое образование отходов за период строительства, т
34	Респираторы фильтрующие текстильные, утратившие потребительские свойства	49110311615	V	3,465
35	Пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные	73610001305	V	25,410
	Всего			505979,5192

6.5.1.3 Обращение с отходами производства и потребления

В процессе строительства проектируемого объекта будут образовываться твердые отходы производства и потребления III, IV и V классов опасности, подлежащие учету, сбору и накоплению на площадке строительства, транспортировке и передаче спецпредприятиям для дальнейшей утилизации и/или размещения.

Согласно СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий», способы накопления отходов определяются классом опасности отходов: отходы III класса накапливаются в металлических контейнерах; отходы IV и V классов опасности накапливаются в металлических контейнерах, установленных на бетонированной площадке, а также навалом или насыпью.

Для накопления образующихся отходов на территории строительных площадок проектом предусматриваются контейнеры для сбора твердых отходов.

Перевозка отходов осуществляется собственными транспортными средствами строительной организации или транспортными средствами принимающей организации с соблюдением требований безопасности перевозки отходов.

Отходы со строительной площадки передаются в АО «Экотехнология», МУП УГХ МО г. Новый Уренгой, ЗАО «ИнтерТЭК», ООО «КВАЛИТИ-строй».

Отходы «Лом и отходы стальные несортированные», «Лом и отходы алюминия несортированные», «Остатки и огарки стальных сварочных электродов» передаются специализированной организации ООО «КВАЛИТИ-строй».

По сведениям администрации Надымского района (письмо № 101-19-03/13557 от 03.12.2019, Приложение Г тома 1004023ПД/04-ОВОС2) региональным оператором по обращению с твердыми коммунальными отходами на территории Ямало-Ненецкого автономного округа является ООО «ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ».

Договора со специализированными организациями, осуществляющими деятельность по обращению с отходами, заключает Подрядная организация, осуществляющая строительные-монтажные работы на объекте строительства.

Информация по образованию, использованию отходов, по передаче отходов с целью переработки, обезвреживания и/или размещения приводится в таблице 6.21.

Таблица 6.21 Характеристика образования, накопления и размещения отходов

Наименование отходов	Процесс	Код по ФККО, класс опасности отходов	Агрегатное состояние, физическая форма, состав	Периодичность вывоза	Количество отходов	Способы обращения с отходами		Способ накопления и размещения отхода
					т/период строительства	передается другим предприятиям для (использования) переработки или обезвреживания, т/год	захоронение в накопителях, на полигонах, т/период строительства	
Отходы геотекстиля на основе поливинилхлорида	Строительно-монтажные работы	4351111523, III	Изделие нескольких материалов	Не реже 1 раза в 11 месяцев	1,396	1,396	-	Накопление на специально отведенной площадке. Передача в ЗАО «ИнтерТЭК»
Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%)	Обслуживание машин и оборудования	91920402604, IV	Твердый текстиль - 70 - 95%, нефтепродукты < 15%, также может содержать: вода, диоксид кремния	Не реже 1 раза в 11 месяцев	13,891	13,891	-	Накопление в металлическом контейнере с крышкой. Передача АО «Экотехнология»
Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный)	Чистка и уборка нежилых помещений	73310001724, IV	Смесь твердых материалов (включая волокна) и изделий, бумага, картон - 40 - 50%, полимерные материалы - 25 - 30%, также может содержать: металл, текстиль, пищевые отходы, стекло, резина, песок, вода, древесина	Не реже 1 раза в 3 дня в зимнее время, 1 раза в сутки в летнее время	28,233	-	28,233	Накопление в металлическом контейнере с крышкой. Передача региональному оператору по обращению с ТКО ООО «Инновационные Технологии»
Тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание менее 5 %)	Использование по назначению с утратой потребительских свойств в связи с загрязнением лакокрасочными материалами	46811202514, IV	Изделие из одного материала; сталь – 97,68%, лакокрасочные материалы – 2,32%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	6,235	6,235	-	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача АО «Экотехнология»
Тара стеклянная, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание лакокрасочных материалов менее 5%)	Использование по назначению с утратой потребительских свойств в связи с загрязнением лакокрасочными материалами	45181921514, IV	Изделие из одного материала; стекло – 98,68%, лакокрасочные материалы – 1,32%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	11,168	11,168	-	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача ЗАО «Интер-ТЭК»

Наименование отходов	Процесс	Код по ФККО, класс опасности отходов	Агрегатное состояние, физическая форма, состав	Периодичность вывоза	Количество отходов	Способы обращения с отходами		Способ накопления и размещения отхода
					т/период строительства	передается другим предприятиям для (использования) переработки или обезвреживания, т/год	захоронение в накопителях, на полигонах, т/период строительства	
Шлак сварочный	Проведение сварочных работ	91910002204, IV	Твердое; диоксид кремния – 20 – 30%, оксид кальция – 15 – 25%, также может содержать: диоксид титана, закись железа, оксид железа, оксид марганца, оксид алюминия, механические примеси	Не реже 1 раза в 11 месяцев	5,719	-	5,719	Накопление в металлическом контейнере с крышкой. Передача АО «Экотехнология»
Отходы асбокартона, асбошнура в смеси незагрязненные	Строительно-монтажные работы	45591111604, IV	Изделие из волокон; картон – 75%, асбест – 25%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	0,187	0,187	-	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача ЗАО «Интер-ТЭК»
Отходы асбестовой ткани с добавлением хлопковых волокон незагрязненные	Строительно-монтажные работы	45511111624 IV	Изделие из нескольких волокон; хлопок, вискоза, лавсан – 18%; асбест – 82%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	0,019	0,019	-	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача ЗАО «Интер-ТЭК»
Отходы рубероида	Строительно-монтажные работы	82621001514 IV	Изделие из одного материала; картон – 13%, битум – 57%, посыпка – 30%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	0,001	-	0,001	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача АО «Экотехнология»
Отходы шлаковаты незагрязненные	Строительно-монтажные и демонтажные работы	45711101204 IV	Твердое; маты – 19,8%, минеральная вата – 80,2%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	7,028	-	7,028	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача АО «Экотехнология»
Трубы стальные газопроводов отработанные без изоляции	Демонтаж участков газопроводов	46952111514 IV	Изделие из одного материала; сталь – 89,3%; оксид серы – 7,5%, нефтепродукты – 3,2%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	36,989	36,989	-	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача ООО «КВАЛИТИ-строй»
Трубы стальные газопроводов, отработанные с полимерной изоляцией	Демонтаж участков газопроводов	46952113514 IV	Изделие из одного материала; сталь – 79,4%; полимерные материалы – 8,4%, оксид серы – 6,9%, нефтепродукты – 5,3%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	504155,997	504155,997	-	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача ООО «КВАЛИТИ-строй»

Наименование отходов	Процесс	Код по ФККО, класс опасности отходов	Агрегатное состояние, физическая форма, состав	Периодичность вывоза	Количество отходов	Способы обращения с отходами		Способ накопления и размещения отхода
					т/период строительства	передается другим предприятиям для (использования) переработки или обезвреживания, т/год	захоронение в накопителях, на полигонах, т/период строительства	
Трубы насосно-компрессорные стальные отработанные, загрязненные нефтью (содержание нефти менее 15%)	Демонтаж участков трубопроводов компрессорного цеха	46954121514 IV	Изделие из одного материала; сталь – 83,1%; оксид серы – 6,9%, нефтепродукты – 10%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	4,479	4,479	-	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача ООО «КВАЛИТИ-строй»
Трубы стальные инженерных коммуникаций (кроме нефтегазопроводов) с битумно-полимерной изоляцией	Демонтаж инженерных коммуникаций	46953211524 IV	Изделие из одного материала; сталь – 91,6%; полимерные материалы – 8,4%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	47,236	47,236	-	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача ООО «КВАЛИТИ-строй»
Обувь кожаная рабочая, утратившая потребительские свойства	Использование по назначению с утратой потребительских свойств в пределах установленных сроков эксплуатации персоналом	40310100524	Изделия из нескольких материалов; Кожа-50,39%, Резина – 19,57% Железо – 1,1% Целлюлоза-17,23% Вода – 8,45% Грунт-3,26%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	1,412	-	1,412	Накопление в полиэтиленовых мешках. Передача МУП «УГХ»
Спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15 %)	Использование по назначению с утратой потребительских свойств в пределах установленных сроков эксплуатации персоналом	40231201624	Изделие из нескольких волокон; текстиль-97,79%, Вода-1,16% Грунт-0,32% Нефтепродукты-0,73%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	2,929	2,929	-	Накопление в полиэтиленовых мешках. Передача АО «Экотехнология»
Средства индивидуальной защиты глаз, рук, органов слуха в смеси, утратившие потребительские свойства	Использование по назначению с утратой потребительских свойств в пределах установленных сроков эксплуатации	49110511524 IV	Изделие из нескольких материалов; пластик – 60%, текстиль 30%, резина – 10%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	12,128	12,128	-	Накопление в металлическом контейнере. Передача ЗАО «Интер-ТЭК»
Валяно-войлочные изделия из шерстяного волокна, утратившие потребительские свойства, незагрязненные	Использование по назначению с утратой потребительских свойств в пределах установленных сроков эксплуатации	40219101615 IV	Изделие из одного волокна; грубая шерсть – 100%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	1,059	-	1,059	Накопление в полиэтиленовых мешках. Передача АО «Экотехнология»
Остатки и огарки стальных сварочных электродов	Использование по назначению с утратой потребительских свойств	91910001205 V	Твердый, Mn 0,42%, Fe 93,48%, Fe ₂ O ₃ 1,50%, C 4,90%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	5,242	5,242	-	Накопление в металлическом контейнере с крышкой. Передача ООО «КВАЛИТИ-строй»
Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме	Строительно-монтажные работы	82220101215 V	Кусковая форма; Бетон -100%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	321,276	-	321,276	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача АО «Экотехнология»

Наименование отходов	Процесс	Код по ФККО, класс опасности отходов	Агрегатное состояние, физическая форма, состав	Периодичность вывоза	Количество отходов	Способы обращения с отходами		Способ накопления и размещения отхода
					т/период строительства	передается другим предприятиям для (использования) переработки или обезвреживания, т/год	захоронение в накопителях, на полигонах, т/период строительства	
Лом железобетонных изделий, отходы железобетона в кусковой форме	Строительно-монтажные и демонтажные работы	82230101215 V	Твердое; железобетон – 90%, грунт, механические примеси – 10%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	1221,158	-	1221,158	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача АО «Экотехнология»
Лом и отходы изделий из полиамида незагрязненные	Строительно-монтажные работы	43417101205 V	Твердое; полиамид – 100%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	0,003	-	0,003	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача АО «Экотехнология»
Отходы цемента в кусковой форме	Строительно-монтажные работы	82210101215 V	Кусковая форма; цемент -100%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	18,687	-	18,687	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача АО «Экотехнология»
Отходы пенопласта на основе полистирола незагрязненные	Строительно-монтажные работы	43414101205 V	Кусковая форма; пенополистирол -100%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	1,796	-	1,796	Накопление в металлическом контейнере с крышкой. Передача АО «Экотехнология»
Отходы полиуретановой пены незагрязненные	Строительно-монтажные работы	43425001295 IV	Прочие формы твердых веществ; вспененный полиуретан – 100%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	0,121	-	0,121	Накопление в металлическом контейнере с крышкой. Передача АО «Экотехнология»
Отходы изолированных проводов и кабелей	Строительно-монтажные и демонтажные работы	48230201525; V	Изделие из нескольких материалов; алюминий, медь – 55%, полимерные материалы – 45%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	11,022	11,022	-	Накопление в металлическом контейнере с крышкой. Передача АО «Экотехнология»
Отходы пленки полиэтилена и изделий из нее незагрязненные	Строительно-монтажные работы	43411002295\$ V	Изделие из одного материала; полиэтилен 100%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	0,0012	0,0012	-	Накопление в металлическом контейнере с крышкой. Передача АО «Экотехнология»
Лом и отходы стальные несортированные	Обращение со сталью и продукцией из нее, приводящее к утрате ими потребительских свойств	46120099205; V	Твердое; сталь – 100%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	28,144	28,144	-	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача ООО «КВАЛИТИ-строй»
Обрезь натуральной чистой древесины	Строительно-монтажные работы	30522004215; V	Кусковая форма, древесина – 100%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	1,334	-	1,334	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача АО «Экотехнология»

Наименование отходов	Процесс	Код по ФККО, класс опасности отходов	Агрегатное состояние, физическая форма, состав	Периодичность вывоза	Количество отходов	Способы обращения с отходами		Способ накопления и размещения отхода
					т/период строительства	передается другим предприятиям для (использования) переработки или обезвреживания, т/год	захоронение в накопителях, на полигонах, т/период строительства	
Лом и отходы изделий из полиэтилена незагрязненные (кроме тары)	Строительно-монтажные работы	43411003515; V	Изделие из одного материала, полиэтилен 100%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	0,018	-	0,018	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача АО «Экотехнология»
Абразивные круги отработанные, лом отработанных абразивных кругов	Проведение шлифовальных работ	45610001515 V	Изделие из одного материала; диоксид кремния – 90%, железо – 10%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	1,360	-	1,360	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача АО «Экотехнология»
Лом и отходы алюминия несортированные	Строительно-монтажные и демонтажные работы	46220006205 V	Твердое; алюминий – 100%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	4,232	4,232	-	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача ООО «КВАЛИТИ-строй»
Каски защитные пластмассовые, утратившие потребительские свойства	Использование по назначению с утратой потребительских свойств в пределах установленных сроков эксплуатации	49110101525; V	Изделие из нескольких материалов; пластик – 85%, текстиль – 15%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	0,144	-	0,144	Накопление на специально отведенной площадке с твердым покрытием. Передача АО «Экотехнология»
Респираторы фильтрующие текстильные, утратившие потребительские свойства	Использование по назначению с утратой потребительских свойств в пределах установленных сроков эксплуатации	49110311615; V	Изделие из одного волокна; текстиль – 95%, пластик – 5%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	3,465	-	3,465	Накопление в металлическом контейнере с крышкой. Передача АО «Экотехнология»
Пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные	Прием пищи рабочим персоналом	7361000130; V	Дисперсные системы; картофель и его очистки – 60%, отходы овощные – 9%, отходы фруктовые – 5%, отходы мясные – 2,3%, отходы рыбные – 1,8%, хлеба и хлебобулочные изделия – 1,6%, молочные и сырные отходы – 0,4%, кости – 3,4%, яичная скорлупа – 0,4%, животные и растительные жиры – 4%, прочие отходы – 2,7%	Не реже 1 раза в 3 дня в зимнее время, 1 раза в сутки в летнее время	25,410	-	25,410	Накопление в металлическом контейнере с крышкой. Передача региональному оператору по обращению с ТКО ООО «Инновационные Технологии»
ИТОГО:					505979,5192	504341,2952	1638,224	

6.5.2 Период эксплуатации

6.5.2.1 Перечень и характеристика источников образования отходов

Существующее положение

Эксплуатирующая организация объекта реконструкции ООО «Газпром добыча Ямбург» имеет лицензию (серия 89 № 00123 от 11 марта 2016 г., срок действия: бессрочно) на осуществление деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I-IV классов опасности и самостоятельно эксплуатируемые (собственные) объекты размещения отходов. Перечень объектов размещения отходов ООО «Газпром добыча Ямбург», включенных в государственный реестр объектов размещения, представлен в таблице 6.22.

Таблица 6.22 Перечень объектов размещения отходов ООО «Газпром добыча Ямбург», включенных в государственный реестр

№ объекта	Наименование объекта размещения отходов (далее – ОРО)	Назначение ОРО	ОКАТО	Ближайший населенный пункт
89-00053-3-00592-250914	Площадка для сбора и складирования твердых отходов	Захоронение отходов	71156000000	ВЖК УКПГ-6
89-00054-3-00592-250914	Полигон твердых бытовых отходов	Захоронение отходов	71156000000	п. Ямбург

В настоящее время имеются действующие проекты нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР) для объектов газовых промыслов №5 (УКПГ-5) и №6 (УКПГ-6) филиала «Газопромысловое управление» ООО «Газпром добыча Ямбург». На существующее положение в результате производственной деятельности предприятия образуются наименования отходов производства и потребления 1, 2, 3, 4, 5 классов опасности.

Приказом Росприроднадзора по ЯНАО от 11.08.2020 № 308-н утверждены нормативы образования отходов и лимитов на их размещение для площадки УКПГ-5. Согласно действующему ПНООЛР на площадке УКПГ-5 в результате инвентаризации выявлено 58 наименований отходов, количество образующихся отходов составляет 902,958 т в среднем за год.

Приказом Росприроднадзора по ЯНАО от 11.08.2020 № 311-н утверждены нормативы образования отходов и лимитов на их размещение для площадки УКПГ-6. Согласно действующему ПНООЛР на площадке УКПГ-6 на площадке УКПГ-6 в результате инвентаризации выявлено 57 наименований отходов, количество образующихся отходов составляет 972,377 т в среднем за год.

Накопление отходов осуществляется на срок не более чем одиннадцать месяцев с последующей передачей на утилизацию, обезвреживание и размещение. Для этого на территории

предприятия организованы места накопления отходов, откуда образующиеся отходы вывозятся по мере их накопления.

Отходы, образующиеся в результате производственной деятельности УКПГ-5 и УКПГ-6 и не подлежащие захоронению на собственных ОРО, передаются сторонним организациям для дальнейшей утилизации и обезвреживания на основании заключенных договоров, остальные отходы поступают на площадку для сбора и складирования твердых отходов ВЖК УКПГ-6, а также на полигон твердых бытовых отходов п. Ямбург. Размещение отходов осуществляется в соответствии с лицензией 89 № 00123 от 11.03.2016 г. на осуществление деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I-IV классов опасности.

Проектные решения

Эксплуатация и обслуживание проектируемого оборудования будет осуществляться персоналом газового промысла №6 ООО «Газпром добыча Ямбург». Метод работы на проектируемом объекте – вахтовый. Продолжительность вахты устанавливается не более 30 дней.

После объединения газовых промыслов штатная численность структурных производственных подразделений газового промысла №6 увеличится на 42 человека, которые будут переведены в состав ГП-6 из ГП-5. Линейная часть реконструируемых объектов будет обслуживаться линейно-эксплуатационной службой, численность которой, после реализации проектных решений не изменится.

Таким образом, штатная численность ГП-6 составит 166 человек, в т.ч. ИТР – 23 человека, рабочие – 143 человека. Среднесписочная численность работающих в вахту – 83 человека.

Работа МКУ на кустах газовых скважин предусмотрена без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Управление технологическими объектами КГС предусмотрено через АРМ оператора САУ МКУ с интеграцией в существующие АСУ ТП УКПГ-6 сервера технологических и исторических данных и общий пульт управления.

Присутствие рабочего персонала на кустах газовых скважин предусматривается на момент планового осмотра или текущего ремонта размещаемого там оборудования. Плановые ТО и ТР проводятся силами персонала УКПГ-6.

6.5.2.2 Перечень и количество образующихся отходов

В период эксплуатации проектируемых объектов будут образовываться следующие виды отходов:

- отходы минеральных масел турбинных – при замене отработанного масла в системе маслоснабжения проектируемых МКУ;
- фильтры очистки масла автотранспортных средств отработанные – при замене отработанных масляных фильтров в компрессорном блоке МКУ;
- отходы минеральных масел моторных – при замене отработанного масла в ДГУ МКУ;

- отходы минеральных масел трансформаторных, не содержащих галогены – при замене отработанного масла в трансформаторах;
- шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов – при зачистке емкостей от налипших нефтепродуктов;
- отходы сепарации природного газа при добыче природного газа и газового конденсата – в результате зачистки сепараторов-пробкоуловителей от налипшего осадка, образующегося в результате очистки газа;
- обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%) – при протирке рук и поверхностей оборудования, загрязненных нефтепродуктами;
- тара из черных металлов, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более) – при растаривании емкостей с маслом в случае доставки масла для МКУ в бочках;
- песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%) – при ликвидации проливов нефтепродуктов;
- светодиодные лампы, утратившие потребительские свойства – при замене отработанных осветительных приборов;
- мусор от офисных бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) – при хозяйственно-бытовой деятельности обслуживающего персонала;
- спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%) – при утрате потребительских свойств спецодежды;
- обувь кожаная рабочая, утратившая потребительские свойства – при утрате потребительских свойств спецобуви.

Перечень и количество отходов, образующихся в период эксплуатации проектируемого объекта представлен в таблице 6.23.

Расчет и обоснование предлагаемых нормативов образования отходов представлен в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (том 1004023ПД/04-ОВОС1.1).

Таблица 6.23 Предлагаемое суммарное образование отходов проектируемого объекта

№ п/п	Наименование отхода	Код по ФККО 2017	Производство	Технологический процесс	Класс опасности отхода	Количество, т/год
1	Отходы минеральных масел турбинных	40617001313	-	Замена отработанного масла	3	43,145
2	Отходы минеральных масел моторных	40611001313	-	Замена отработанного масла	3	0,376
3	Отходы минеральных масел трансформаторных, не содержащих галогены	40614001313	-	Замена отработанного масла	3	1,167
4	Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	91120002393	-	Зачистка оборудования от налипших нефтепродуктов	3	0,046
5	Фильтры очистки масла автотранспортных средств отработанные	92130201523	-	Замена отработанных фильтров	3	0,132
6	Тара из черных металлов, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	46811101513	-	Растваривание бочек из-под масла для МКУ	3	8,240
7	Отходы сепарации природного газа при добыче природного газа и газового конденсата	21220911394	-	Зачистка сепараторов-пробкоуловителей от налипшего осадка	4	394,935
8	Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%)	91920102394	-	Ликвидация проливов нефтепродуктов	4	3,960
9	Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%)	91920402604	-	Протирка поверхностей и рук, загрязненных нефтепродуктами	4	3,030
10	Светодиодные лампы, утратившие потребительские свойства	48241501524	-	Замена отработанных осветительных приборов	4	0,114
11	Мусор от офисных бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный)	73310001724	-	Уборка рабочих мест сотрудников	4	6,640

№ п/п	Наименование отхода	Код по ФККО 2017	Производство	Технологический процесс	Класс опасности отхода	Количество, т/год
12	Спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	40231201624	-	Износ спецодежды	4	2,481
13	Обувь кожаная рабочая, утратившая потребительские свойства	40310100524	-	Износ спецобуви	4	0,353
Итого:						464,619

6.5.2.3 Обращение с отходами производства и потребления

В процессе эксплуатации проектируемых объектов будут образовываться твердые отходы 3-4 классов опасности, подлежащие учету, сбору и накоплению на промплощадке, транспортировке и передаче спецпредприятиям для дальнейшей утилизации и/или размещения.

Состав отходов принят в соответствии с СТО Газпром 12-2005 и Приказом Росприроднадзора от 13.10.2015 N 810 (ред. от 10.11.2015) «Об утверждении Перечня среднестатистических значений для компонентного состава и условия образования некоторых отходов, включенных в федеральный классификационный каталог отходов».

Накопление образующихся отходов на территории объекта осуществляется в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

Согласно СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий»», способы накопления отходов определяются классом опасности отходов.

Накопление отходов осуществляется на срок не более чем одиннадцать месяцев с последующей передачей на утилизацию, обезвреживание и размещение.

Информация о движении отходов по предприятию ежегодно систематизируется в соответствии с требованиями установленных форм отчетности.

Перевозка отходов осуществляется собственными транспортными средствами и/или транспортными средствами предприятий, оказывающих услуги по вывозу, утилизации и размещению отходов, с соблюдением требований безопасности к транспортированию опасных отходов.

Отходы III класса опасности передаются сторонним организациям для дальнейшего использования и/или обезвреживания. Отходы IV-ого класса опасности, образующиеся в результате производственной деятельности предприятия, размещаются на собственных полигонах ООО «Газпром добыча Ямбург». Отходы светодиодных ламп, утратившие потребительские свойства передаются для дальнейшего использования сторонней организации.

Передача отходов ТКО осуществляется региональному оператору в Ямало-Ненецком автономном округе ООО «Инновационные технологии».

Сведения о предлагаемом ежегодном использовании, и (или) обезвреживании, и (или) размещении отходов приводятся в таблице 6.24.

Таблица 6.24 Данные по образованию, накоплению и передаче отходов другим организациям с целью переработки, обезвреживания и/или захоронения

Наименование отходов	Место образования отходов (производство, цех, технологический процесс, установка)	Код, класс опасности отходов	Состав, агрегатное состояние и физическая форма	Периодичность вывоза	Количество отходов т/год	Способы обращения с отходами		Способ накопления и/или размещения отхода, наименование организации, которой передаются отходы
						Передается другим предприятиям для использования, или обезвреживания, т/год	Захоронение в накопителях, на полигонах, т/год	
Отходы минеральных масел турбинных	Замена отработанного масла МКУ	40617001313, 3	Жидкий; Масла нефтяные – 97%, механические примеси, вода – 3%	По мере накопления, но не реже 1 раза в 11 месяцев	43,145	43,145	-	Накопление в металлических герметичных емкостях. Передача ООО Научно-производственное предприятие «Рус-Ойл»
Отходы минеральных масел моторных	Замена отработанного масла в ДГУ	40611001313 3	Жидкий; Масла нефтяные – 94,2%, механические примеси, вода – 5,8%	Не реже 1 раза в 11 месяцев	0,376	0,376	-	Накопление в металлических герметичных емкостях. Передача ООО Научно-производственное предприятие «Рус-Ойл»
Отходы минеральных масел трансформаторных, не содержащих галогены	Замена отработанного масла в трансформаторах	40614001313 3	Жидкий; Масла нефтяные – 96,6%, механические примеси, вода – 3,4%	По мере накопления, но не реже 1 раза в 11 месяцев	1,167	1,167	-	Накопление в металлических герметичных емкостях. Передача ООО Научно-производственное предприятие «Рус-Ойл»
Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	Зачистка оборудования от нефти и нефтепродуктов	91120002393 3	Шлам; Вода -80%, мехпримеси-3%, нефтепродукты - 17%	По мере накопления, но не реже 1 раза в 11 месяцев	0,046	0,046	-	Накопление в металлических герметичных емкостях. Передача ООО Научно-производственное предприятие «Рус-Ойл»
Фильтры очистки масла автотранспортных средств отработанные	Замена отработанных фильтров МКУ	92130201523 3	Изделия из нескольких материалов; Нефтепродукты – 18%; оксид железа – 33,77%; алюминий – 3,52%; марганец – 0,04%; мышьяк – 0,0002; цинк – 0,061%; целлюлоза – 38,70%; прочие – 11,9%	По мере накопления, но не реже 1 раза в 11 месяцев	0,132	0,132	-	Накопление в металлических герметичных емкостях. Передача ООО Научно-производственное предприятие «Рус-Ойл»
Тара из черных металлов, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	Растваривание бочек изпод масла для МКУ	46811101513 3	Изделие из одного материала; Железо – 91,9%; нефтепродукты – 8,1%	По мере накопления, но не реже 1 раза в 11 месяцев	8,240	8,240	-	Накопление в помещении склада масел в таре. Передача АО «Экотехнология»
Отходы сепарации природного газа при добыче природного газа и газового конденсата	Зачистка сепараторов-пробкоуловителей от налипшего осадка	21220911394 4	Прочие дисперсные системы; Минеральные соли, песок, глина – 29,3%; железа сульфид – 12,7%; смолы, асфальтены – мехпримеси-3%; нефтепродукты -18%	По мере накопления, но не реже 1 раза в 11 месяцев	394,935	-	394,935	Накопление в дренажных емкостях компрессорных блоков МКУ. Передача ЗАО «Полигон-ЛТД»
Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%)	Ликвидация проливов, подтеков нефтепродуктов	91920102394 4	Прочие дисперсные системы; Нефтепродукты – 10 %, песок – 90%	По мере накопления, но не реже 1 раза в 11 месяцев	3,960	-	3,960	Накопление в металлическом контейнере с крышкой. Передача на полигон ЯНГКМ.
Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%)	Протирка поверхностей и рук, загрязненных нефтепродуктами	91920402604 4	Твердый; Целлюлоза – 88%, механические примеси – 7%, масла нефтяные (по нефти) - 5 %	По мере накопления, но не реже 1 раза в 11 месяцев	3,030	-	3,030	Накопление в металлическом контейнере с крышкой. Передача на полигон ЯНГКМ.

Наименование отходов	Место образования отходов (производство, цех, технологический процесс, установка)	Код, класс опасности отходов	Состав, агрегатное состояние и физическая форма	Периодичность вывоза	Количество отходов т/год	Способы обращения с отходами		Способ накопления и/или размещения отхода, наименование организации, которой передаются отходы
						Передается другим предприятиям для использования, или обезвреживания, т/год	Захоронение в накопителях, на полигонах, т/год	
Светодиодные лампы, утратившие потребительские свойства	Замена утративших потребительские свойства светодиодных ламп	48241501524, 4	Изделия из нескольких материалов; Корпус (АБС-пластик негорючий) – 30%; цоколь (никелированная сталь) – 7,5%; плафон (поликарбонат, не поддерживающий горение) – 35; печатная плата (стеклотекстолит фольгированный) – 9; светодиод нитрид-галлиевый – 14; стабилизатор (твердотельный радиоэлектронный компонент) – 1,5; припой свинцово-оловянный – 0,5; провод медный – 0,5; винт крепежный стальной – 2.	По мере накопления, но не реже 1 раза в 11 месяцев	0,114	0,114	-	Накопление в металлическом контейнере с крышкой. Передача ООО НПП «Рус-Ойл»
Мусор от офисных бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный)	Уборка рабочих мест сотрудников	73310001724, 4	Смесь твердых материалов (включая волокна) и изделий; целлюлоза – 45%, вода – 25%, мехпримеси – 30%	Не реже 1 раза в 3 дня	6,640	-	6,640	Накопление в металлическом контейнере с крышкой. Передача региональному оператору ООО «Инновационные технологии»
Спецодежда из натуральных, синтетических, искусственных и шерстяных волокон, загрязненная нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	Замена спецодежды, утратившей потребительские свойства	40231201624, 4	Изделие из нескольких волокон; волокно – 75 – 85%, нефтепродукты < 14,99%, также может содержать: пыль, песок, железо, вода	По мере накопления, но не реже 1 раза в 11 месяцев	2,481	-	2,481	Накопление в металлическом контейнере с крышкой. Передача на полигон ЯНГКМ.
Обувь кожаная рабочая, утратившая потребительские свойства	Списание обуви	40310100524, 4	Изделия из нескольких материалов; кожа – 45 – 50%, подошва резиновая – 50 – 55%, также может содержать: металлические заклепки, крепления, стелька войлочная, текстиль (шнурки)	По мере накопления, но не реже 1 раза в 11 месяцев	0,353	-	0,353	Накопление в металлическом контейнере с крышкой. Передача на полигон ЯНГКМ.

6.6 Результаты оценки воздействия на геологическую среду

6.6.1 Период строительства

Строительство объекта выполняется в два периода: подготовительный и основной.

В подготовительный этап входят работы, которые могут оказывать воздействие на геологическую среду: отсыпка насыпи площадки под объекты нового строительства; отсыпка насыпи площадки под временные сооружения (площадка заправки техники); устройство временных зданий и сооружений; устройство площадок для складирования МТР; завоз строительной техники и строительных материалов; обеспечение строительной площадки противопожарным инвентарем, освещением и водоснабжением, организация системы связи.

Организация работ в основной период предусматривает следующие технологические операции, которые могут оказывать воздействие на геологическую среду: разработка котлованов под здания и сооружения; устройство свайных оснований; устройство монолитных фундаментных плит перекрытий; возведение надземных частей резервуаров, зданий и сооружений; монтаж оборудования; разработка траншеи; строительство подземных коммуникаций; возведение эстакады; монтаж надземных трубопроводов; монтаж сетей; пусконаладочные работы; благоустройство и рекультивация территории.

Анализируя набор технологических операций и перечень строительной техники в период строительства, можно сделать вывод, что воздействие на геологическую среду в процессе реконструкции объекта будет оказано только на верхние геологические горизонты. Основное воздействие на геологическую среду в этот период будет связано с:

- отводом земель промышленности на период строительных работ;
- планировкой местности;
- выемкой грунта и перемещением грунта;
- вибрирующими деталями работающей строительной техники и механизмов;
- механическим влиянием при передвижении тяжелой строительной техники, при перемещении строительных материалов, конструкций по территории;
- тепловым воздействием от тепловыделяющих агрегатов;
- возможным захлаплением территории в результате складирования материалов и отходов строительства;
- возможным локальным загрязнением горюче-смазочными материалами и при складировании отходов производства и потребления, утечками загрязненных вод;
- эмиссией в воздушный бассейн выбросов загрязняющих веществ от строительной техники и автотранспорта при выполнении строительного-монтажных работ и их осадение на поверхность геологической среды.

Воздействие на геологическую среду напрямую связано и определяется повсеместным распространением многолетнемерзлых пород, которые в свою очередь определяют гидрогеологию, геокриологические условия, геологические и инженерно-геологические процессы и явления на рассматриваемой территории.

Все воздействия в комплексе влияют на геокриологические условия территории, возникновение и течение опасных геологических и инженерно-геологических процессов, которые могут привести к:

- загрязнению поверхности геологической среды;
- повышению среднегодовой температуры пород;
- увеличению глубины сезонного оттаивания многолетних мерзлых пород;
- образованию переувлажнённых участков;
- криогенному пучению грунтов при промерзании сезонно-мерзлого слоя на всех геоморфологических уровнях (наиболее активно протекающему на заболоченных и обводненных участках);
- изменению условий залегания, деградации и нарушению температурного режима многолетнемерзлых грунтов (что приводит к ухудшению их прочностных свойств);
- изменению условий стока и водного режима (что способствует возникновению и усилению процессов заболачивания, нарушению уровня грунтовых вод на территории строительства и на прилегающих участках);
- образованию и усилению процессов подтопления;
- развитию термокарста;
- активизации термоэрозии, проявляющейся в виде мелких ложбин стока.

Стоит отметить, что производство строительных работ характеризуется эпизодическим – разовым воздействием, ограниченным сроками строительства.

Экологическая устойчивость геологической среды в период строительства будет обеспечена следующими факторами:

- направление движения поверхностного стока будет восстановлено после завершения реконструкции (что предотвратит или остановит развитие термокарста и термоэрозии);
- баланс земляных масс при земляных и планировочных работах будет составлен с учетом их минимального перемещения.

Строительство объекта будет оказывать допустимое воздействие на геологическую среду при строгом соблюдении строительно-технологических норм, правил и требований в данных природных условиях.

6.6.2 Период эксплуатации

В период эксплуатации проектируемого объекта негативное воздействие на геологическую среду во многом будет зависеть от качества проведенных строительно-монтажных работ и благоустройства территории.

В эксплуатационный период негативное воздействие объекта на геологическую среду минимизируются за счет локализации технологических процессов исключительно в контурах производственной площадки.

Основное воздействие на геологическую среду при эксплуатации объекта связано с:

- постоянным отводом земель промышленности;
- передвижением автотранспорта и техники в целях производственной необходимости по территории объекта;
- тепловым воздействием от тепловыделяющих агрегатов, автотранспорта, возведённых зданий и сооружений;
- возможным захлаплением территории отходов производства и потребления;
- возможным локальным загрязнением горюче-смазочными материалами и при складировании отходов производства и потребления, утечками загрязнённых вод;
- выбросом загрязняющих веществ в атмосферу от техники и автотранспорта при перемещении по территории объекта и их осаждение на поверхность геологической среды.

К основным факторам, отличающим взаимодействие сооружений в период эксплуатации с многолетнемерзлыми породами (ММП) можно отнести просадку основания, развивающуюся во времени, и сезонное промерзание – оттаивание деятельного слоя грунта.

При эксплуатации зданий и сооружений без применения специальных мероприятий по сохранению существующего температурного режима ММП возможно повышение среднегодовых температур грунтов.

Мерзлотные условия в районе являются стабильными. Однако при нарушении ландшафтных условий возможна деградация ММП с соответствующими неблагоприятными инженерно-геологическими процессами.

Эксплуатация объекта приведет к изменению природной обстановки и мерзлотных условий. Непосредственно под сооружениями в зависимости от их теплового режима следует ожидать либо понижение среднегодовых температур и сохранение мёрзлого состояния, либо оттаивание мёрзлых пород с образованием чаши оттаивания. Одновременно могут возникнуть и активизироваться инженерно-геологические процессы в мерзлых грунтах, влияющие на устойчивость инженерных сооружений.

При эксплуатации объекта необходимо учесть, что возможно повышение температуры верхних слоев многолетнемерзлых грунтов и увеличение глубины сезонного оттаивания, в результате чего возможны деформации сооружений, в том числе связанные с потерей устойчивости фундаментов и деформацией опор. При растеплении мерзлых грунтов глинистые грунты будут обладать текучей консистенцией.

При переходе сезонного промерзания в сезонное оттаивание возможно существенное нарушение влажностного режима пород, в связи с этим наличие на данной территории пучинистых грунтов будет способствовать активизации процессов морозного пучения. В связи с широким развитием с поверхности глинистых пород и значительным их увлажнением могут интенсивно проявляться процессы пучения в деятельном слое, в виде сезонных бугров пучения, что может привести к выпучиванию свайных фундаментов силами морозного пучения.

В процессе проведения строительных работ предусматривается комплекс организационных и технических мер, сводящих к минимуму прямые и косвенные воздействия технологических процессов на геологическую среду и ее компоненты в период эксплуатации:

- организован регламент работы и профилактические мероприятия по совершенствованию технических узлов и агрегатов проектируемого объекта, существенно ограничивающих выбросы загрязняющих веществ, полностью исключающих аварийные потери и несанкционированное размещение отходов производства и потребления, как на территории площадок проектируемых объектов, так и за их пределами на прилегающих землях;
- организован и осуществляется производственный экологический мониторинг и контроль технологических процессов и техногенных воздействий на компоненты окружающей природной среды.

Таким образом, эксплуатация объекта будет оказывать допустимое воздействие на геологическую среду.

6.7 Результаты оценки воздействия на ландшафты и их биотические компоненты

6.7.1 Воздействие на ландшафты

Строительство и эксплуатация объекта – фактор воздействия на компоненты природного ландшафта, который проявляется как физическое, химическое и биологическое загрязнение воздушного и водного бассейна территории, ее почвенного покрова.

Основными факторами воздействия на существующие ландшафты являются:

- нарушение сложившихся форм естественного рельефа и параметров поверхностного стока в результате выполнения землеройных работ;
- нарушение микрорельефа и ухудшение физико-механических и химико-биологических свойств почвенных грунтов в результате воздействия строительной техники и транспорта;
- захламление ландшафтов строительными и бытовыми отходами и пр.

В ходе строительных работ и эксплуатации наибольшему воздействию подвергнутся горизонтальная и вертикальная структуры ПТК, поскольку в ходе возможных работ нарушается целостность не только растительного и почвенного покрова, но происходит изменение структуры и рисунка ландшафтов.

При дальнейшем освоении территории возможны точечные, линейные и площадные нарушения природных компонентов, среди которых выделяются следующие:

- трансформации естественных ландшафтов вблизи существующих объектов обустройства;
- нарушение ландшафтов, связанное со старыми единичными проездами транспорта;
- захламление территории, в основном точечное;
- образование эрозионных размывов и промоин;

- вынос и ветровой перенос песка с дорожных насыпей и площадных отсыпок, что приводит к опесчаниванию естественных почв;
- подтопление и заболачивание со стороны стока вдоль отсыпанных площадей.

Помимо этого, на ненарушенные природные территориальные комплексы также могут оказываться следующие негативные виды воздействия:

- загрязнение поверхностных водных объектов в результате смыва загрязняющих веществ с отсыпок площадок и автодорог, а также, возможно, при сбросе недостаточно очищенных сточных вод;
- нарушение почвенно-растительного покрова при техногенном заболачивании и подтоплении территории, при не санкционированном проезде автотранспорта, а так же в результате пожаров;
- запесчанивание территории в связи с раздувом песчаных отсыпок насыпей и площадки строительства.

6.7.2 Воздействие на растительность

Строительство рассматриваемого объекта не затрагивает природоохранные территории, заповедники, заказники и памятники природы.

Древесные насаждения на территории строительства отсутствуют.

Основными видами воздействия на растительный покров территории в процессе строительства, как правило, являются:

- утрата местообитаний растений;
- повреждение растительности на границе со строительными площадками и подъездными дорогами;
- угнетение растений из-за выбросов в атмосферу строительной пыли и вредных загрязняющих веществ;
- нарушения растительного покрова как следствие активизации деструктивных процессов в зоне строительства;
- повышение пожарной опасности.

При проведении строительных работ растительный покров в полосе временного землеотвода оказывается нарушенным.

После окончания строительства на месте полосы отчуждения начинаются восстановительные сукцессии, которые могут привести как к восстановлению исходного типа растительности, так и к смене облика растительности. Если после строительства активно развиваются эрозионные и другие деструктивные процессы, восстановление растительного покрова без проведения специальных мероприятий растягивается на длительный период, а в отдельных случаях становится невозможным.

Во время строительства очень велика вероятность возникновения пожаров, что вызвано проведением сварочных работ, наличием горюче-смазочных материалов, захлаплением территории и т.п. Все это приводит к увеличению вероятности возгорания растительного покрова.

Загрязнение атмосферы, вызванное строительными работами и работой автотранспорта, двигателей строительных машин и механизмов и т.п., может привести к угнетению растительных сообществ в зоне строительства. Присутствие пыли и загрязняющих веществ атмосфере может вызвать временную задержку роста и развития растений, снижение продуктивности, появление морфофизиологических отклонений, накопление загрязняющих веществ в организмах растений и дальнейшую передачу их по трофическим цепям.

Плановый объем выбросов при строительных работах вряд ли вызовет устойчивое нарушение в растительном покрове, и этот вид воздействия в период строительного-монтажных работ не окажет существенного воздействия.

Небольшие утечки ГСМ, выбрасывание различного мусора могут способствовать появлению участков с пониженным разнообразием растений или даже пятен, лишенных растительности, но это воздействие также будет локальным и незначительным.

В результате строительных работ и прохождения большегрузной техники увеличивается эрозионная опасность на прилегающей территории. Растительность эрозионноопасных участков является наиболее уязвимой для строительных работ. В случае нарушения ее необходимо своевременное проведение рекультивационных мероприятий.

Незначительность затрагиваемых территорий, а также тот факт, что строительные площадки расположены на антропогенно нарушенных территориях, воздействие производимых строительных работ на растительный мир можно расценивать как незначительное.

Минимизация ущерба растительному покрову в период строительства может быть достигнута благодаря следующим мерам:

- проведению строительного-монтажных работ только в границах отвода земель;
- организации движения транспорта и строительной техники только в пределах временного отвода земель;
- предотвращению захлапнения земли отходами строительства и потребления (сбор всех видов отходов в специальные контейнеры с последующим вывозом в установленные места);
- исключению загрязнения растительности и почв горюче-смазочными материалами (сбор отработанных масел в специальные емкости и вывоз в установленные места);
- соблюдению режима водоохранного зон водных объектов;
- проведению рекультивации нарушенных земель после завершения строительства.

Так как растительный покров на территории проведения работ уже отчасти трансформирован, ущерб растительности на стадии строительства будет проявляться исключительно в границах временного земельного отвода под строительство.

В период эксплуатации при соблюдении регламента работы технологического оборудования воздействие на растительность практически исключается. Негативное воздействие в виде нарушения и загрязнения растительного покрова может произойти:

- при проведении ремонтных работ по трассам внеплощадочных коммуникаций;
- при нарушении технологического регламента работы оборудования;
- при нерегламентированном накоплении отходов;
- при нарушении системы организованного отведения и очистки сточных вод;
- при использовании неисправного автотранспорта и техники, осуществляющих грузоперевозки и работы по обслуживанию объектов.

При реализации запланированных природоохранных мероприятий степень антропогенной нагрузки на растительный покров снижается.

6.7.3 Воздействие на животный мир

Животный мир будет подвергаться воздействию как на этапе строительства, так и на этапе эксплуатации месторождения.

В период строительства присутствие людей, интенсивное движение транспорта, работа строительной техники будут являться отрицательным фактором воздействия для многих видов животных и птиц, обитающих на территории месторождения.

Строительство объектов сопровождается нарушением растительного покрова, изменениями литогенной основы ландшафта, уровня грунтовых вод, микрорельефа. Нарушения гидрологического режима и растительного покрова верховых болот влечет за собой утрату комплекса видов, связанных с лугово-болотными местообитаниями, возможно усиление фрагментации местообитаний.

В ходе строительства будут изъяты либо частично разрушены местообитания многих животных. Часть особей сможет переселиться в ближайшие подходящие биотопы или приспособиться к обитанию вблизи объектов куста скважин после восстановления растительных сообществ.

При проведении работ часть животных может погибнуть в результате прямого воздействия. Для малоподвижных и территориальных животных, а также видов, постоянно обитающих на данной территории, этот вид воздействия имеет значение во все сезоны проведения работ. Для высокоподвижных животных (в частности, птиц) в период строительства основным фактором беспокойства будет шумовое загрязнение, которое может привести к снижению успешности гнездования (высокий уровень стресса повлечет за собой изменения в поведении),

уращению случаев гибели кладок и птенцов, перемещению птиц в более безопасные местообитания.

Как на этапе строительства, так и на этапе эксплуатации шумовое и вибрационное воздействие могут привести, главным образом, к массовому перемещению животных в более благоприятные для них условия.

Многолетний опыт эксплуатации газоконденсатных месторождений показал, что в период их эксплуатации, воздействие, оказываемое на животный мир, по сравнению с периодом строительства, характеризуется не снижением, а стабилизацией численности животных, а затем даже их некоторым увеличением.

Основное воздействие на животный мир в период эксплуатации проектируемых сооружений проявляется в изменении условий местообитания животных за счет изъятия площадей, а также связано с присутствием людей, отпугиванием и уничтожением отдельных видов животных в случаях браконьерства.

В период эксплуатации воздействие, оказываемое проектируемыми объектами, на различные группы животных характеризуется по-разному.

На беспозвоночных животных наиболее существенное воздействие оказывает химическое загрязнение (аварийная ситуация, выбросы загрязняющих веществ, нарушение местообитаний и др.), сохраняется вероятность прямого уничтожения животных при проезде автотранспорта в период проведения ремонтных и профилактических работ на объекте. Однако интенсивность передвижения в период эксплуатации будет значительно ниже, чем при строительстве.

Так как население животных составляют в основном мелкие позвоночные и птицы, именно они могут испытывать определенное воздействие эксплуатируемых объектов.

Для мелких млекопитающих животных (насекомоядные, грызуны, некоторые крупные беспозвоночные, земноводные и пресмыкающиеся) антропогенное воздействие сходно с тем, что испытывают беспозвоночные. При этом низкая интенсивность движения машин в период эксплуатации и выполнение ремонтных и профилактических работ на объекте в дневное время суток, снижают вероятность гибели выбегающих на трассу подъездных дорог животных и птиц.

Мелкие и средние птицы чаще всего подвергаются беспокойству. В период эксплуатации большее значение приобретает фактор химического загрязнения окружающей среды.

Источником шума может служить технологическое оборудование, свечи. Анализ данных, выполненного акустического расчета, показал, что формирующийся уровень шумового воздействия в зоне производства не превысит ПДУ, исключая тем самым нанесение жизненно угрожающего урона представителям фауны региона. В качестве незначительного фактора воздействия будет иметь место фактор их беспокойства вследствие шума при передвижении автомашин. Однако интенсивность передвижения в период эксплуатации будет значительно ниже, чем при строительстве.

Как показывают результаты ряда исследований, в целом суммарное обилие мелких млекопитающих при эксплуатации площадочных объектов обустройства, автодорог и трубопроводов в зависимости от степени нарушенности территории изменяется незначительно.

6.7.4 Воздействие на ихтиофауну

В связи с тем, что проектируемые объекты пересекают ряд крупных и мелких водотоков, часть которых имеет высшую рыбохозяйственную категорию, на ихтиофауну и кормовую базу рыб будет оказано прямое воздействие в период строительства и эксплуатации объектов.

Выполнение восстановительных мероприятий планируется в объеме, эквивалентном последствиям негативного воздействия намечаемой деятельности.

В качестве восстановительных мероприятий планируется искусственное воспроизводство водных биоресурсов или выполнение другого вида мероприятий, предусмотренных подпунктом «з» пункта 2 Положения о мерах по сохранению водных биологических ресурсов и среды их обитания, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 29 апреля 2013 г. № 380. Места и время выпуска молоди определяется по согласованию с территориальным управлением Росрыболовства.

6.7.5 Оценка воздействия на ООПТ, исторические и археологические памятники

6.7.5.1 Прогнозная оценка воздействия ООПТ

Проектируемый объект расположен за пределами границ ООПТ.

6.7.5.2 Прогнозная оценка воздействия на исторические и археологические памятники

Уникальность любого археологического памятника как исторического источника делает необходимым самое тщательное его изучение, а также сохранение еще не исследованных полностью памятников. Поэтому любым строительным работам должно предшествовать археологическое обследование территории их проведения и, в случае обнаружения археологических объектов и невозможности их сохранения в процессе строительства, должны быть проведены спасательные археологические раскопки. Статья 36 Закона Российской Федерации «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» гласит:

- Проектирование и проведение землеустроительных, земляных, строительных, мелиоративных, хозяйственных и иных работ осуществляется при наличии заключения историко–культурной экспертизы об отсутствии на территории, подлежащей хозяйственному освоению, объектов, обладающих признаками объекта культурного наследия, и при отсутствии на данной территории объектов культурного наследия, включенных в реестр выявленных объектов культурного наследия либо при обеспечении заказчиком работ указанных в пункте 3

настоящей статьи требований к сохранности расположенных на данной территории объектов культурного наследия.

- В случае обнаружения на территории, подлежащей хозяйственному освоению, объектов, обладающих признаками объекта культурного наследия, в проекты проведения землеустроительных, земляных, строительных, мелиоративных, хозяйственных и иных работ должны быть внесены разделы об обеспечении сохранности обнаруженных объектов до включения данных объектов в реестр в порядке, установленном настоящим Федеральным законом, а действие положений землеустроительной, градостроительной и проектной документации, градостроительных регламентов на данной территории приостанавливается до внесения соответствующих изменений.
- В случае расположения на территории, подлежащей хозяйственному освоению, объектов культурного наследия, включенных в реестр, и выявленных объектов культурного наследия землеустроительные, земляные, строительные, мелиоративные, хозяйственные и иные работы на территориях, непосредственно связанных с земельными участками в границах территории указанных объектов, проводятся при наличии в проектах проведения таких работ разделов об обеспечении сохранности данных объектов культурного наследия или выявленных объектов культурного наследия, получивших положительные заключения историко-культурной экспертизы и государственной экологической экспертизы.
- Финансирование указанных в пунктах 2 и 3 настоящей статьи работ осуществляется за счет средств физических или юридических лиц, являющихся заказчиками проводимых работ.

На территории земельных участков по проекту «Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-4, УКПГ-9. Объединение УКПГ-2 и УКПГ-3, УКПГ-6 и УКПГ-7, УКПГ-1 и УКПГ-2» объекты культурного наследия, включенные в единый государственный реестр объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации, отсутствуют.

Сведения об объектах культурного наследия федерального, регионального и местного значения приведены в Приложении Б (письма Министерства культуры РФ №16925-12-02 от 07.10.2020 г.; Службы государственной охраны ОКН ЯНАО №4701-17/4861 от 08.10.2020 г.; Администрации муниципального образования Надымский район №101-19-05/10755 от 16.09.2020 г. и Администрации муниципального образования Тазовский район №3238 от 30.09.2020 г.). Отчет об археологических исследованиях приведен отдельным томом в составе отчетной документации.

В случае обнаружения на территории Тазовского района объекта, обладающего признаками объекта культурного наследия, необходимо приостановить работы на данном участке, оградить место сеткой-рабицей и сообщить о находке в Тазовский филиал Регионального общественного движения «Ассоциация коренных малочисленных народов Севера Ямало-Ненецкого автономного округа «Ямал-потомкам!».

6.8 Результаты оценки воздействия на социальные условия и здоровье населения

Анализ существующей медико-биологической и санитарно-эпидемиологической обстановки в Надымском и Тазовском районах показал, что данные медицинской статистики инфекционной и паразитарной заболеваемости свидетельствуют об отсутствии угрозы возникновения эпидемий.

В целом для размещения проектируемых сооружений нет каких-либо противопоказаний или особых ограничений с точки зрения санитарно-гигиенических требований. Строительство и эксплуатация проектируемого объекта не нанесет вреда здоровью населения ближайших населённых пунктов.

6.8.1 Прогнозная оценка изменения социально-экономической ситуации

С точки зрения социальных последствий воздействия по реализации проектных решений необходимо рассматривать два этапа. Первый этап – проведение строительно-монтажных работ, второй этап – эксплуатация объектов строительства.

В период проведения строительных работ ожидаются такие негативные факторы воздействия на сложившиеся условия жизнедеятельности населения как:

- отчуждение определенных площадей земель, изъятие их из сложившегося хозяйственного оборота (на условиях краткосрочной аренды);
- повышение техногенной нагрузки на компоненты среды.

Изъятие земель во временное пользование и проведение строительных работ окажет прямое кратковременное воздействие на существующий образ жизни населения.

Средства на компенсацию ущерба, наносимых компонентам окружающей природной среды и платежи за ее загрязнение, перечисляемые в установленном порядке в местные природоохранные органы и бюджет района, могут и должны быть использованы для восстановления использованных природных ресурсов затрагиваемого строительством района.

Присутствие на территории привлеченных специалистов с регулярно получаемой заработной платой будет способствовать получению местными жителями дополнительного дохода в процессе сбыта строителям продукции собственного производства.

Следует отметить, что строительный период носит кратковременный характер и негативные воздействия, оказываемые в этот этап на социально-экономические условия района

строительства объектов локальны, краткосрочны, компенсируемы и легкоустраняемы по окончании проведения строительных работ.

При эксплуатации объектов не предусматривается организация новых рабочих мест, развитие инфраструктуры и пр.

Исходя из прогноза изменения социально-экономической ситуации в районе реконструкции и близлежащих муниципальных образованиях реализация данного проекта незначительно повлияет на социально-экономическую ситуацию в целом.

6.9 Результаты оценки воздействия при аварийных ситуациях

В период реализации намечаемой деятельности не исключена возможность возникновения аварийных ситуаций.

Воздействие аварийных ситуаций на окружающую среду

Негативные последствия чрезвычайных ситуаций на окружающую среду зависят от объемов и физико-химических свойств опасных веществ, природно-климатических особенностей осваиваемого района и технико-экологической безопасности эксплуатируемого объекта.

Чрезвычайные ситуации, возникающие в процессе эксплуатации объекта, приводят как к прямому, так и к косвенному воздействию на окружающую среду. Ниже дана оценка воздействия аварийных ситуаций.

При полном разрыве газопровода, выброс газа происходит из двух участков трубопровода. Переход от дозвуковых скоростей внутри газопровода к звуковому критическому истечению газа (280-290 м/с) в сечении разрыва происходит на расстоянии порядка одного или нескольких десятков характерных линейных размеров, в качестве которого можно принять диаметр трубопровода. Исходя из физических представлений и анализа специфики выбросов газа под давлением из трубопровода, можно утверждать, что в ближней области выбрасываемая примесь рассеивается по законам струйного (эжекционного) смещения, а область загрязнения представляет собой некоторый изогнутый, расходящийся в направлении ветра конус. На определенном расстоянии от аварийного источника осевая скорость струи становится соизмерима со скоростью сносящего воздушного потока, и начинает доминировать диффузионный механизм рассеяния.

При повреждениях газопроводов и аппаратов в атмосферу попадает метан. В случае загорания газа продукты сгорания попадают в воздух, а после трансформации – в водные объекты и почву, загрязняя их.

При повреждениях метанолопроводов продукты транспортировки поступают на рельеф и в атмосферный воздух, а также в водные объекты. В случае загорания в атмосфере распространяются продукты сгорания и их трансформации.

Также имеет место термическое повреждение почв.

Результаты воздействия аварийных ситуаций на животный мир

В результате любых возможных аварий неизбежно пострадают животные, населяющие окружающие растительные сообщества, а также произойдут нарушения местообитаний животных.

Воздействие на животный мир при загрязнении окружающей среды, при тепловом излучении горящих веществ, при воздействии воздушной ударной волны – то же что и на людей. Степень негативного воздействия будет различна по наличию или отсутствию возгорания.

Максимальное уничтожение животных и самое медленное восстановление местообитаний после пожара происходит на болотах с мощным слоем торфа, покрытых лишайником и багульником.

Чем больше увлажнение и ниже доля лишайников, тем меньший ущерб наносится пожаром и тем скорее идет восстановление. Отсутствие горючего материала и сохранение избыточного увлажнения на обводненных мочажинах не приведет к значительному изменению структуры и основных свойств растительности под действием термического воздействия и, возможно, ограничит распространение пожара. В меньшей степени пострадает в этом случае и животное население.

Ущерб биологическим объектам станет возможно подсчитать только после аварии, оценив фактическую площадь поражения. Исчисление ущерба и убытков осуществляется на основании действующей нормативно-правовой документации, кадастровой оценки природных ресурсов, а также такс для исчисления размера взыскания за ущерб фауне.

Аварийные ситуации, связанные с выбросом метана, но не сопровождающиеся возгоранием, не нанесут большого вреда растительности и животному миру. Он не токсичный, сухой, легче воздуха, и поэтому не накапливается в пониженных местах, а рассеивается в атмосфере.

Результаты воздействия аварийных ситуаций на растительный мир

При строительстве и эксплуатации объекта возможны аварийные ситуации, которые окажут негативное воздействие на растительный покров, связанные с увеличением рекреационной нагрузки на природные комплексы.

Пожары антропогенного происхождения являются одними из ведущих негативных факторов. Воздействию пожаров подвергаются в первую очередь дренированные сообщества. Для предотвращения пожаров необходимо осуществление комплекса организационно-технических мероприятий, направленных на предупреждение возгораний, своевременное обнаружение возникших пожаров и ликвидацию их в начале развития.

Одним из видов химического воздействия на растительный покров является токсичное воздействие выбросов автотранспорта, число которого возрастет с началом строительства. С выхлопными газами в воздух попадают окиси углерода, азота, соединения тяжелых металлов, которые, оседая на растениях и почве вместе с пылью, оказывают поражающее действие.

Накопление этих веществ будет происходить в растениях, особенно произрастающих в придорожной полосе (в радиусе 100 м). Неизбежные поломки и аварии автотранспорта на объектах строительства могут приводить к загрязнению локальных участков нефтепродуктами, захламлению деталями техники.

Возникновение аварийных ситуаций, связанных с разливом горюче-смазочных материалов (ГСМ), возможно в случае пролива ГСМ при заправке транспортных средств, неплотностей оборудования топливной системы строительных машин и механизмов. Пролив ГСМ возможен только в местах хранения и использования ГСМ (местах стоянки техники и автотранспорта, площадках технического обслуживания), а также на участках передвижения строительных и транспортных средств.

В случае возникновения аварийных ситуаций, связанных с проливом или утечкой горюче-смазочных материалов, возможно возникновение риска повреждения почвенного и растительного покрова, но принимая во внимание небольшие объемы загрязняющего вещества, степень воздействия оценивается как незначительная по величине и имеющая кратковременный и локальный характер.

Воздействие аварийных ситуаций на геологическую среду

С точки зрения воздействия на геологическую среду, наиболее опасными являются аварийные ситуации, связанные с воспламенением углеводородного сырья при аварийных выбросах. В результате горения будет происходить тепловое излучение. При горении возможно нарушение почвенно-растительного покрова.

В результате теплового воздействия произойдет частичное или полное уничтожение почвенно-растительного слоя, произойдет выгорание органогенных горизонтов. Что в свою очередь может привести к активизации негативных экзогенных процессов.

А также разливы без воспламенения продуктов, в результате чего происходит химическое загрязнение.

В целом же вероятность возникновения аварийных ситуаций, которые могут привести к развитию негативных экзогенных процессов, в ходе строительства и эксплуатации проектируемых объектов незначительна.

Воздействие аварийных ситуаций на почвы

Основным загрязнителем почвенного покрова при аварийных ситуациях является выброс углеводородов из поврежденных топливных баков. В результате аварий воздействие на почвы будет происходить в двух направлениях: химическое и термическое.

Химическое загрязнение будет происходить в основном в результате аварийного пролива углеводородов из поврежденных топливных баков автотранспорта при строительстве и продуктопроводах в период эксплуатации, а также в результате выпадения с осадками продук-

тов их горения. В дальнейшем возможна инфильтрация загрязняющих веществ как в латеральном, так и в радиальном направлении.

Термическое воздействие на почвы произойдет при воспламенении аварийных выбросов углеводородного сырья. В результате теплового воздействия произойдет частичное или полное уничтожение почвенно-растительного слоя, произойдет выгорание органогенных горизонтов. Что в свою очередь может привести к активизации негативных экзогенных процессов.

Результаты воздействия аварийных ситуаций на атмосферный воздух

Выбросы при аварийных ситуациях носят кратковременный характер. С точки зрения загрязнения окружающей среды, наиболее опасными являются аварийные ситуации, связанные с разрушением транспортных систем (частичным или полным повреждением трубопроводов).

Основным загрязнителем окружающей среды при аварийных ситуациях является выброс природного газа, углеводородов из поврежденного оборудования, проливы метанола, а при возникновении пожара – загрязнение продуктами сгорания.

При разгерметизации и возгорании природного газа и жидких углеводородов максимальные приземные концентрации продуктов сгорания (оксиды азота и углерода, углеводороды и сажа) достигаются на значительном расстоянии от эпицентра аварии. Продукты сгорания попадают в воздух, а после трансформации – в водные объекты и почву, загрязняя их. Пожар при неблагоприятных метеорологических условиях с подветренной стороны образует зону задымления, размер которой определяется в основном скоростью ветра, поэтому персоналу, ликвидирующему аварийную ситуацию, следует использовать средства индивидуальной защиты дыхания и кожных покровов.

Результаты воздействия аварийных ситуаций на водные объекты

При ликвидации аварийных ситуаций происходит механическое повреждение прилегающей территории на больших площадях, в зависимости от объемов аварии. В основном механическое повреждение выражается в рытье канав, траншей и засыпке нарушенных площадей. При этом происходит нарушение естественного направления стока. Происходит либо переобводнение, либо пересушка прилегающих участков, приводящие к изменению местных ландшафтов.

Принятые принципы размещения основных промышленных объектов, а также избранная технология, средства и методы производства работ, в сочетании с разработкой и внедрением действенного плана предотвращения и контроля аварийных ситуаций, направлены на устранение опасности постоянных загрязнений водной среды.

6.9.1 Период строительства

В период строительства наибольший риск связан с разливом опасных загрязняющих веществ (дизельного топлива) на автомобильном транспорте вследствие аварии топливоправ-

щика (повреждение цистерны, пролив ее содержимого на рельеф с возможным последующим возгоранием пролитого топлива).

В результате разгерметизации автоцистерны все содержимое автоцистерны разольется на свободной поверхности грунта. Площадь пятна будет зависеть от рельефа поверхности, типа почвы, содержания в ней воды, температуры и др.

Вследствие возникновения аварийной ситуации негативному воздействию подвергаются грунт, атмосферный воздух, поверхностные воды, растительные сообщества и животный мир. Происходит ухудшение водно-воздушного режима почвы, угнетение микрофлоры, снижение биологической активности почвы и ее способности к самоочищению, усиление эрозионных процессов. Активация данных процессов делает почву непригодной для развития и роста растений. Сплошной разлив нефтепродуктов приводит практически к полной гибели всей растительности.

Общая стратегия смягчения последствий ориентирована на предотвращение загрязнений. Меры по предотвращению загрязнения должны приниматься с самого начала возникновения аварийной ситуации. Эффективное планирование и реализация операций по ликвидации разливов нефтепродуктов способствуют смягчению последствий, сокращению времени негативного воздействия.

Заправка топливом осуществляется на специально оборудованной площадке с твердым покрытием. Для заправки строительной техники используется топливозаправщик с объемом цистерны 11,5 м³, максимальная степень заполнения емкости согласно п. 4 ГОСТ 33666-2015 составляет 95%.

При разгерметизации автоцистерны топливо разольется на поверхности площадки для заправки техники. При наличии источника воспламенения возможно возникновение пожара разлива.

Расчет площади пролива и эффективного диаметра пролива выполнен согласно Приказу МЧС РФ от 10.06.2009 г. №404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах».

При проливе на неограниченную поверхность площадь пролива $F_{пр}$ (м²) жидкости определяется по формуле ПЗ.27 Приказа МЧС РФ от 10.06.2009 г. №404:

$$F_{пр} = f_p \times V_{ж},$$

где: f_p – коэффициент разлития, м⁻¹ (150 м⁻¹) при проливе на твердое покрытие;

$V_{ж}$ – объем жидкости, поступившей в окружающее пространство при разгерметизации резервуара, м³. Принимается равным 95% от общего объема цистерны:

$$V_{ж} = 11,5 \times 0,95 = 10,925 \text{ м}^3$$

Площадь пролива дизельного топлива:

$$F_{пр} = 150 \times 10,925 = 1638,75 \text{ м}^2$$

Эффективный диаметр пролива d (м) рассчитывается по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot F}{\pi}},$$

где: F – площадь пролива, м².

Эффективный диаметр пролива d (м) составит:

$$d = \sqrt{4 * 1638,75 / 3,14} = 45,69 \text{ м}$$

В соответствии с Приложением И ГОСТ Р 12.3.047-2012 интенсивность испарения не-нагретых жидкостей W кг/(м²×с) определяется по формуле:

$$W = 10^{-6} \cdot \eta \cdot \sqrt{M} \cdot P_H,$$

где η – коэффициент, принимаемый для помещений в зависимости от скорости и температуры воздушного потока над поверхностью испарения. При проливе жидкости вне помещения допускается принимать $\eta=1$;

M – молярная масса жидкости, кг/кмоль. Для дизельного топлива M = 200 кг/кмоль;

P_H – давление насыщенного пара при расчетной температуре жидкости, кПа. Принимается для дизельного топлива $P_H = 2$ кПа.

Интенсивность испарения с площади пролива составит:

$$W = 10^{-6} * 1 * \sqrt{200} * 2 = 2,82843E-05 \text{ кг/м}^2 \times \text{с}$$

Для площади разлива $F_{гр} = 1638,75 \text{ м}^2$ максимальный выброс паров дизельного топлива G составит:

$$G = W \times Scp \times 10^3 = 2,82843E-05 * 1638,75 * 10^3 = 46,3438 \text{ г/с}$$

Степень загрязнения атмосферы вследствие аварийного разлива нефтепродукта определяется массой летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся с покрытой нефтью поверхности земли.

Масса углеводородов, испарившихся с поверхности, покрытой разлитым нефтепродуктом, т, определяется согласно «Методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах» по формуле:

$$M_{и.п.} = q_{и.п.} \cdot F_{гр} \cdot 10^{-6},$$

где $q_{и.п.}$ – удельная величина выбросов углеводородов с 1 м², г/м²;

$F_{гр}$ – площадь поверхности, м².

Удельная величина выбросов $q_{и.п.}$ принимается в зависимости от плотности нефтепродукта ρ , средней температуры поверхности испарения $t_{п.и.}$, толщины слоя нефти на дневной поверхности земли $\delta_{п.}$, продолжительности процесса испарения свободной нефти с дневной поверхности земли $\tau_{и.п.}$.

Толщина слоя свободного нефтепродукта на поверхности:

$$\delta = V/F = 10,925/1638,75 = 0,007 \text{ м}$$

Время локализации аварийной ситуации при разливе нефтепродукта на почве не должно превышать 6 часов с момента обнаружения разлива нефти и нефтепродуктов или с момента поступления информации о разливе согласно «Правилам организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. № 2451.

При толщине слоя нефтепродукта 0,007 м, продолжительности испарения 6 часов, температуре испарения 20°C, удельная величина выбросов в соответствии с таблицей П.3 «Методики определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах» составит $q_{\text{и.п.}} = 1021 \text{ г/м}^2$.

Масса углеводородов, испарившихся с поверхности земли, покрытой разлитым нефтепродуктом:

$$M_{\text{ип.}} = 1021 * 1638,75 / 10^6 = 1,6732 \text{ т}$$

В соответствии с «Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров» содержание сероводорода в парах дизельного топлива составляет 0,28%, предельных углеводородов C12–C19 – 99,72%.

Выбросы паров нефтепродукта с учетом их разделения по компонентам приведены в таблице 6.25.

Расчет выбросов загрязняющих веществ при горении нефтепродукта выполнен согласно Методики расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов, Самара, 1996 г. и представлен в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (Приложение В тома 8.1.2 1004023ПД/04-ОВОС1.2.

Коэффициенты трансформации оксидов азота для ЯНАО согласно СТО Газпром 2-1.19-200-2008 «Методика определения региональных коэффициентов трансформации оксидов азота на основе расчетно-экспериментальных данных» составляют: NO – 0,39, NO₂ – 0,40.

Результаты расчета выбросов при сгорании дизельного топлива приведены в таблице 6.25.

Высота пламени определяется по формуле В.18 ГОСТ Р 12.3.047-2012:

$$H = 42d \left(\frac{m}{\rho_E \sqrt{gd}} \right)^{0,61}$$

где:

d – эффективный диаметр пролива, м, определяется по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{4 \times S_{\text{ср}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \times 50,58}{3,14}} = 8,03 \text{ м}$$

m – удельная массовая скорость выгорания топлива, кг/(м²·с);

$\rho_{\text{е}}$ – плотность воздуха, 1,29 кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

Высота пламени составит:

$$H = 42 \times 8,03 \times \left(\frac{0,055}{1,29 \times \sqrt{9,81 \times 8,03}} \right)^{0,61} = 13 \text{ м}$$

Объем загрязненного грунта определен согласно «Методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах».

Объем загрязненного грунта вычисляется по формуле:

$$V_{\text{гр}} = \frac{M_{\text{вп}}}{K_{\text{н}} \times \rho}, \text{ м}^3$$

где:

ρ – плотность дизельного топлива, $\rho = 0,840 \text{ т/м}^3$;

$K_{\text{н}}$ – нефтеемкость грунта. Принимается по таблице 2.3 Методики;

$M_{\text{вп}}$ – количество дизельного топлива, впитавшегося в грунт, т.

Для аварии без возгорания дизельного топлива при определении количества загрязненного грунта, образующегося в результате разлива дизтоплива, было принято допущение, что весь объем, вылившегося дизельного топлива, впитывается в грунт. Объем цистерны топливозаправщика составляет 11,5 м³, с учетом степени заполнения цистерны (95%), объем дизельного топлива, поступившего в окружающее пространство при разгерметизации цистерны равен 10,925 м³. При плотности дизельного топлива 0,840 т/м³, масса $M_{\text{вп}}$ составит 9,177 т.

Для аварии с возгоранием дизельного топлива при определении количества загрязненного грунта, образующегося в результате разлива дизтоплива, было принято допущение, что все вылившееся и несгоревшее дизельное топливо впитывается в грунт. Масса несгоревшей нефти определяется по формуле:

$$M_{\text{нн}} = M \times K_{\text{п}}, \text{ т}$$

где:

M – масса вылившегося дизельного топлива, $M = 9,177 \text{ т}$;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент полноты сгорания. Коэффициент полноты сгорания принят 0,6 согласно «Методике расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов», Самара, 1996 г.

Количество дизельного топлива, впитавшегося в грунт:

$$M_{\text{вп}} = 9,177 \times 0,6 = 5,506 \text{ т}$$

Объем загрязненного грунта, образующийся в результате пролива дизельного топлива, без возгорания:

$$V_{\text{гр}} = \frac{9,177}{0,1 \times 0,840} = 109,250 \text{ м}^3$$

Объем загрязненного грунта, образующийся в результате пролива дизельного топлива, с возгоранием:

$$V_{\text{гр}} = \frac{5,506}{0,1 \times 0,840} = 65,548 \text{ м}^3$$

Ввиду неоднородности характера аварийной ситуации фактические объемы загрязненного грунта могут отличаться от расчетных, точная количественная оценка объемов образования загрязненного грунта возможна после ликвидации последствий аварийной ситуации.

Результаты количественной оценки воздействия при аварийных ситуациях на период строительства представлены в таблице 6.25.

Таблица 6.25 Результаты количественной оценки воздействия при аварийных ситуациях на период строительства

Наименование аварийной ситуации	Наименование опасного вещества, участвующего в аварии	Номинальный объем цистерны, м ³	Максимальная степень заполнения цистерны, %	Максимально возможный объем опасного вещества, участвующий в аварии, м ³	Описание сценария развития аварии	Сведения о частоте (вероятности) возникновения аварии	Максимально возможная площадь пролива (пожара пролива) опасного вещества на подстилающую поверхность, м ²	Объем загрязненного грунта, м ³	Выброс загрязняющих веществ			
									код	наименование вещества	максимально-разовый, г/с	валовый, т/период
Разрушение цистерны топливозаправщика с проливом дизельного топлива на подстилающую поверхность, без возгорания	Дизельное топливо	11,5	95	10,925	Полная разгерметизация цистерны → пролив дизельного топлива на подстилающую поверхность → загрязнение атмосферного воздуха за счет испарение загрязняющих веществ с поверхности пролива; загрязнение почвенного покрова	Частота разгерметизации автомобильной цистерны составляет $1 \cdot 10^{-5}$ год ⁻¹ согласно таблице 4-6 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утв. приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144	1638,75	109,250	0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	0,12976	0,00468
									2754	Алканы C12-19 (в пересчете на С)	46,21404	1,66852
Разрушение цистерны топливозаправщика с проливом дизельного топлива на подстилающую поверхность, с возгоранием	Дизельное топливо	11,5	95	10,925	Полная разгерметизация цистерны → пролив дизельного топлива на подстилающую поверхность → при наличии источника зажигания возникновение и развитие пожара пролива → загрязнение атмосферы продуктами сгорания	Частота разгерметизации автомобильной цистерны составляет $1 \cdot 10^{-5}$ год ⁻¹ согласно таблице 4-6 Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утв. приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144	1638,75	65,548	0301	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота)	29,0446151	0,002919
									0304	Азот (II) оксид (Азот моноксид)	28,3184997	0,002846
									0317	Гидроцианид (Синильная кислота, нитрил муравьиной кислоты, цианистоводородная кислота, формонитрил)	2,7820512	0,000280
									0328	Углерод (Пигмент черный)	35,8884611	0,003607
									0330	Сера диоксид	13,0756409	0,001314
									0333	Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид)	2,7820512	0,000280
									0337	Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ)	19,7525639	0,001985
									1325	Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид)	2782,051250	0,279592
1555	Этановая кислота (Этановая кислота; метанкарбонная кислота)	3,0602564	0,000308									

6.9.2 Период эксплуатации

6.9.2.1 Термины и определения

Опасными производственными объектами (ОПО) являются предприятия или их цехи, участки, площадки, а также иные производственные объекты, на которых получают, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества (воспламеняющиеся, горючие газы); используется оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа и т.д. (приложение 1 к ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»).

Авария – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте неконтролируемый выброс опасных веществ в атмосферу.

Риск аварии – мера опасности, характеризующая возможность возникновения аварии на опасном производственном объекте и тяжесть ее последствий.

Анализ риска аварии – процесс идентификации опасностей и оценки риска аварии на опасном производственном объекте для отдельных лиц или групп людей, имущества или окружающей природной среды.

Оценка риска аварии – процесс, используемый для определения вероятности (или частоты) и степени тяжести последствий при реализации опасностей аварий для здоровья человека, имущества и/или окружающей природной среды. Оценка риска включает анализ вероятности (или частоты), анализ последствий и их сочетания.

Ущерб от аварии – потери (убытки) в производственной и непроизводственной сфере жизнедеятельности человека, вред окружающей природной среде, нанесенные в результате аварии на опасном производственном объекте и исчисляемые в денежном эквиваленте.

6.9.2.2 Анализ причин и последствий аварий на объектах-аналогах

Перечень аварий и неполадок, имевших место на объектах, аналогичных проектируемому, представлен в таблице 6.26.

Таблица 6.26 Перечень аварий и неполадок, имевших место на объектах, аналогичных проектируемому

Дата и место аварии	Вид аварии	Описание аварии и основные причины	Масштабы аварии и зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, материальный ущерб
14.02.2013, ОАО «Екатеринбург газ», Свердловская обл., г. Екатеринбург.	Повреждён участок стального подземного газопровода высокого давления (0,6 МПа).	Нарушение строительной организацией требований «Правил охраны газораспределительных сетей» при производстве земляных работ в охранной зоне газопровода; отсутствие непосредственного контроля за производством земляных работ в охранной зоне газопровода; несоблюдение требований должностных инструкций руководителями группы строительства; неэффективность производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности.	Нет данных	Нет данных
03.03.2013, ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», Челябинская область, Карталинский район, 1704 км магистрального газопровода	При нормальной эксплуатации произошла разгерметизация участка газопровода	Дефект, ориентированный вдоль спирального заводского шва в сочетании с повышенной загрязненностью основного металла трубы	Нет данных	Нет данных
23.09.2013 г. Цех теплогазоснабжения ЗАО «Нижевартовская ГРЭС», газорегулирующие пункты №1 и 2, Тюменская область, ХМАО-Югра, Нижневартовский район, пос. Излучинск.	Выброс газа	Вследствие резкого увеличения давления газа в подающем газопроводе (ООО «Газпром трансгаз Томск») произошла разгерметизация фланцевых соединений в газорегулирующих пунктах № 1 и 2 с выходом газа без воспламенения.	Не указано	Не указано
12.03.2013 г. Тюменская область, Бованенковское месторождение ООО «Газпром добыча Надым»	Выброс газа с последующим взрывом ГВС	В результате утечки природного газа в технологическом корпусе подготовки конденсата газа произошел взрыв, вызвавший частичное разрушение корпуса № 2 подготовки газоконденсата. Возможной причиной воспламенения явилось применение открытого огня работниками подрядной организации.	Частично разрушено здание корпуса № 2	Пострадали 8 человек

Дата и место аварии	Вид аварии	Описание аварии и основные причины	Масштабы аварии и зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, материальный ущерб
08.01.2016 «Газпром трансгаз Волгоград» ПАО «Газпром» 308 км магистрального газопровода «Починки-Изобильное-Северо-Ставропольское ПХГ» Ольховского ЛПУМГ, 2000 г. ввода в эксплуатацию.	Выброс опасного вещества; пожар; разрушение	Разрушение участка газопровода между входным шлейфом перед краном и камерой запуска очистного устройства вследствие механического повреждения металла стенки трубы (задир) полученного во время строительства газопровода и приведшее к образованию сквозной трещины.	В режиме эксплуатации магистрального газопровода «Починки-Изобильное-Северо-Ставропольское ПХГ» на узле подключения КС-06» Ольховская» произошло разрушение трубной секции диаметром 1400 мм с утечкой и возгоранием газа.	Пострадавших нет. Экономический ущерб – 9 269 тыс. руб.
18.02.2016 ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» ПАО «Газпром» 57 км магистрального газопровода «Оренбургский ГПЗ-Совхозное ПХГ» Оренбургского ЛПУМГ, 1977 года ввода в эксплуатацию.	Разрушение, выброс опасного вещества; пожар	Разрушение участка газопровода на подводном переходе через р. Салмыш произошло вследствие развития дефекта металла трубы в виде трещины по линии сплавления продольного заводского шва с основным металлом трубы, и развивавшегося в дальнейшем по механизму коррозионного растрескивания под напряжением (КРН).	В режиме эксплуатации магистрального газопровода «Оренбургский ГПЗ-Совхозное ПХГ» на подводном переходе через р. Салмыш произошло разрушение трубной секции диаметром 1020 мм с утечкой и возгоранием газа	Пострадавших нет. Экономический ущерб: 36 433 тыс. руб.
29.04.2016 «Газпром трансгаз Москва» ПАО «Газпром» 5,6 км магистрального газопровода «Белоусово-КГМО» Белоусовского ЛПУМГ, 1965 г. ввода в эксплуатацию.	Выброс опасного вещества; пожар; разрушение	Причиной повреждения газопровода явились механические повреждения трубы, образовавшиеся в результате контакта строительной техники с трубой при производстве земляных работ.	В режиме эксплуатации магистрального газопровода «Белоусово-КГМО» произошло разрушение трубной секции диаметром 820 мм с утечкой и возгоранием газа.	Пострадавших нет. Экономический ущерб – 14 490 тыс. руб
20.06.2016 «Газпром трансгаз Югорск» ПАО «Газпром» 1204,6 км магистрального газопровода «Ямбург - Елецк 1» Ивдельского ЛПУМГ, 1985 г. ввода в эксплуатацию.	Выброс опасного вещества; пожар; разрушение	Причиной повреждения газопровода явился трещиноподобный дефект, образовавшийся по механизму коррозионного растрескивания под напряжением.	В режиме эксплуатации магистрального газопровода «Ямбург-Елецк 1» произошло разрушение трубной секции диаметром 1420 мм с утечкой и возгоранием газа.	Пострадавших нет. Экономический ущерб - 16 770 тыс. руб.

Дата и место аварии	Вид аварии	Описание аварии и основные причины	Масштабы аварии и зоны действия поражающих факторов	Число пострадавших, материальный ущерб
03.08.2016 «Газпром трансгаз Югорск» ПАО «Газпром» 13,7 км магистрального газопровода «Уренгой-Ужгород» Ново-Уренгойского ЛПУМГ, 1983 г. ввода в эксплуатацию.	Выброс опасного вещества; пожар; разрушение	Причиной повреждения газопровода явился трещиноподобный дефект, образовавшийся под действием коррозионного процесса и продольных растягивающих напряжений, возникших из-за изгиба газопровода.	В режиме эксплуатации магистрального газопровода «Уренгой-Ужгород» произошло разрушение трубной секции диаметром 1420 мм с утечкой и возгоранием газа.	Пострадавших нет. Экономический ущерб – 28 694,9 тыс. руб.
08.08.2016 ООО «Газпром трансгаз Чайковский» ПАО «Газпром» 1694,5 км магистрального газопровода «Уренгой-Новопсков» Алмазного ЛПУМГ, 1982 года ввода в эксплуатацию.	Разрушение, выброс опасного вещества; пожар	Технические причины аварии: неудовлетворительное состояние изоляционного покрытия участка магистрального газопровода, приведшее к возникновению продольной стресс коррозионной трещины по телу трубы; дефекты сварного заводского продольного шва трубы	В режиме эксплуатации магистрального газопровода «Уренгой-Новопсков» произошло разрушение трубной секции диаметром 1420 мм с утечкой и возгоранием газа.	Пострадавших нет. Экономический ущерб: 3 944, 8 тыс. руб.

Источниками сведений об авариях являются акты расследования аварий, данные Ростехнадзора России, МЧС России, данные ведомств, в состав которых входил объект, банки данных об аварийности и травматизме, публикации в открытой печати.

Согласно статистических данных на объектах ОАО «Газпром» причинами отказов являются:

- нарушение условий и режимов эксплуатации – 29,5%;
- строительные дефекты – 16,2%;
- дефекты оборудования заводской поставки – 12,4%;
- дефекты труб – 11,4%;
- внутренняя коррозия и эрозия – 9,5%;
- наружная коррозия – 8,6%;
- повреждение при эксплуатации – 4,8%;
- стихийные бедствия – 3,8%;
- прочие причины – 3,8%.

6.9.2.3 Отнесение проектируемого объекта к опасным производственным объектам

В соответствии с п. 1 ст. 2 Федерального закона № 116-ФЗ от 21.07.97 г «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемые объекты обладают признаками опасных производственных объектов (далее - ОПО) так как на них используются воспламеняющиеся и горючие вещества, такие как природный газ, метанол, масло

турбинное, а также используется оборудование, работающее под избыточным давлением газа более 0.07 МПа.

По пожаровзрывоопасности технологической среды технологический процесс относится к группе пожаровзрывоопасных – возможно образование смесей окислителя с горючим газом и парами легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, в которых при появлении источника зажигания возможно инициирование взрыва и (или) пожара (п.3 ст. 16 Федерального закона № 123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»).

В качестве источников возникновения ЧС техногенного характера рассматривались аварии на проектируемом (реконструируемом) технологическом оборудовании следующих составляющих:

- МКУ на кустах газовых скважин ГП-2, ГП-3 и ГП-4;
- промышленные трубопроводы (газопроводы-шлейфы и метанолопроводы) ГП-1, ГП-2, ГП-3, ГП-4, ГП-4а, ГП-7;
- технологические трубопроводы и оборудование на УКПГ-1, УКПГ/УППГ-2, УКПГ/УППГ-3, УКПГ-4 и УКПГ/УППГ-7;
- межпромысловые коллекторы (МПК) - газопроводы-перемычки.

6.9.2.4 Возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий

Основные факторы и причины возникновения аварий на промышленных трубопроводах

К основным возможным факторам, способствующим возникновению аварий на промышленных трубопроводах относятся:

- коррозионное растрескивание под напряжением (КРН или стресс-коррозия);
- внутренняя коррозия и эрозия;
- подземная и атмосферная коррозия;
- механические повреждения (строительной техникой, бурильным оборудованием, в результате взрывных работ, актов вандализма и терроризма);
- дефекты труб, оборудования и материалов во время их изготовления, транспортировки и СМР;
- циклические нагрузки, приводящие к усталостному разрушению;
- природные воздействия (подвижки грунта из-за оползней, селей, карстов, землетрясений, размывов, морозного пучения и др. процессов, эффекты растепления многолетнемерзлых грунтов, обводнение траншей). Для надземных трубопроводов может иметь место проседание (выпучивание, коробление) их оснований при недостаточном заглублении свай в многолетнемерзлые грунты. Возникающие в результате изгибающие напряжения могут вызвать разрушение стенок трубопроводов;

- нарушения правил технической эксплуатации.

Основные факторы и причины возникновения аварий на МКУ

Основными факторами, обуславливающими возникновение аварий на МКУ, являются:

- сложная конструкция надземной трубопроводной обвязки компрессорных блоков с большим числом жестких и скользящих опор, испытывающая значительные переменные температурные и газодинамические (вибрационные) нагрузки, особенно со стороны нагнетания;
- повышенная вибрация трубопроводов, а также просадки трубопроводов и опор;
- дефекты изготовления оборудования (в первую очередь фасонных частей и арматуры);
- погрешности монтажа;
- недостаточно качественный диагностический контроль и несвоевременное выполнение ремонтных работ по обеспечению герметичности трубопроводов, емкостей, аппаратов;
- неисправности или отсутствие систем контроля, управления и противоаварийной защиты;
- неудовлетворительное техническое состояние оборудования, его конструктивные недостатки, физический и моральный износ;
- недостаточная профессиональная подготовка производственного персонала.

Аварии на МКУ происходят, как правило, по следующим причинам:

- разгерметизация фланцевого соединения на входе (выходе) компрессорного блока;
- разгерметизация блока компрессора;
- разрушение фундаментных опор под установкой;
- разгерметизация торцовых уплотнений установки;
- порыв маслопровода;
- порыв (трещина) на полное сечение трубопроводов;
- разгерметизация компрессора;
- самопроизвольное закрытие шарового крана на технологической линии природного газа;
- самопроизвольное закрытие клапанов на газо(масло)проводах управления установки;
- отказы отсекающей арматуры на технологических коммуникациях;
- коррозия;

- большой износ оборудования при недостаточно качественном диагностическом контроле и несвоевременном выполнении ремонтных работ по обеспечению герметичности трубопроводов, сосудов, арматуры;
- внешние причины природного (например, удар молнии) или антропогенного характера (теракт);
- нарушения правил технической эксплуатации.

Основными вторичными причинами аварий с пожарами на МКУ могут быть:

- утечки газа из входного и выходного трубопроводов, корпуса компрессора, трубопроводов в компрессорном блоке;
- утечки масла и попадание его на нагретые части компрессора;
- отказы в системах первичной идентификации утечек газа и масла, обнаружения загораний или задымлений, а также отказы или неэффективность действия систем пожаротушения.

Основные факторы и причины возникновения аварий на УППГ и УКПГ

Основными факторами и причинами возникновения аварий на УППГ и УКПГ являются:

- изменение гидравлического сопротивления рабочих каналов (секций) технологического оборудования или соединительных трубопроводов, например, вследствие гидратообразования, парафино- и солеотложений, пенообразования газожидкостных потоков или залповых выбросов жидкости;
- полная закупорка трубопроводов и арматуры ледяными и кристаллогидратными пробками;
- эрозионный или коррозионный износ стенок проточной части оборудования, трубопроводов;
- нарушение технологического режима работы оборудования, например, неоправданное изменение термобарических параметров эксплуатации;
- дефекты изготовления или монтажа оборудования;
- наличие большого числа арматуры, тройников, переходников, фасонных частей и т.п., т.е. мест с усложненной технологией проведения СМР, ухудшенным контролем качества сварных швов, повышенной концентрацией напряжений;
- ошибки на стадии проектных решений;
- недостаточно качественный диагностический контроль и несвоевременное выполнение ремонтных работ по обеспечению герметичности трубопроводов, сосудов, аппаратов;
- ошибки персонала при выполнении регламентных или ремонтных работ;
- ошибочные действия операторов на стадиях пуска или аварийной остановки технологических линий;

- вандализм, диверсии и пр.
- случайное повреждение оборудования транспортными средствами;
- недостатки в организации систематической работы по обучению и проверке знаний персонала по ТБ со стороны эксплуатирующей организации.

Все эти факторы могут стать причиной разгерметизации оборудования и трубопроводов, что приведет к аварии, сопровождающейся выбросом опасных веществ в атмосферу.

6.9.2.5 Определение возможных сценариев развития аварии

Под сценарием аварии понимается последовательность отдельных логически связанных событий, обусловленных конкретным инициирующим (исходным) событием, приводящих к возникновению поражающих факторов аварии и причинению ущерба от аварии людским и (или) материальным ресурсам или компонентам природной среды.

Выбор типовых сценариев возможных аварий проводился с учетом возможных физических проявлений аварий на составляющих проектируемого объекта, которые определяются прежде всего, взрыво- и(или) пожароопасностью опасных веществ, а также высокими значениями давления в соответствующих составляющих объекта.

Основными физическими проявлениями аварий и сопровождающими их поражающими факторами на проектируемых объектах являются следующие:

На надземных промысловых трубопроводах:

- разрыв газопровода со срывом его концов с опор с воспламенением газа и образованием струевых пламен (поражающие факторы: разлет осколков, воздушная волна сжатия, скоростной напор струи газа, прямое воздействие пламени, тепловое излучение);
- разрыв газопровода со срывом его концов с опор без воспламенения газа, истекающего в виде свободной(ых) струи(й) из концов разрушенного газопровода (поражающие факторы: разлет осколков, воздушная волна сжатия, скоростной напор струи газа, загазованность);
- разрыв метанолопровода с образованием пролива жидкой фазы, воспламенение испарившегося с пролива облака ТВС и пожар пролива (поражающие факторы: воздушно ударная волна, тепловое излучение, загазованность).

На площадочных объектах (МКУ, УППГ, УКПГ)

- разрыв технологического газопровода или разрушение емкости, аппарата, установки с природным газом под давлением с выбросом (истечением) и воспламенением газа и образованием струевых пламен или колонного пожара с распространением вблизи места аварии поражающих факторов: воздушной волны сжатия, образующейся в начальные моменты истечения сжатого газа в атмосферу, скоростного напора струи газа, прямого воздействия пламени, теплового излучения от пламени;
- утечка природного газа внутри производственного помещения с образованием взрывоопасной газовоздушной смеси, воспламенением смеси и ее взрывное превращение по

дефлаграционному типу с образованием волны сжатия и пожара колонного типа в загроможденном пространстве;

– утечка горючей термодинамически стабильной жидкости (турбинного масла, метанола) из емкости, резервуара, технологического трубопровода с образованием пролива и испарением (воспламенением пролива) от какого-либо источника зажигания, воздействия теплового излучения от пламени пожара разлития.

На дальнейшем этапе анализа риска типовые группы расчетных сценариев C_i будут формироваться отдельно для каждого из следующих типов составляющих проектируемого объекта, идентифицируемых с помощью соответствующих буквенных шифров:

- участки подземных газопроводов: шифр – «ГП»;
- участки надземных промысловых газопроводов-шлейфов: шифр – «ГНП»
- участки надземных наружных технологических газопроводов, обвязку наружных емкостей и аппаратов и сами емкости под давлением газа на всех рассматриваемых площадочных объектах: шифр – «ГНН»;
- участки надземных внутренних технологических газопроводов, расположенных внутри помещений (включая трубопроводы внутри зданий): шифр – «ГНВ»;
- жидкостные трубопроводы, насосы горючих термодинамически стабильных жидкостей, емкости ГСМ; шифр – «ЖС».

Возможные сценарии аварий на проектируемых опасных производственных объектах приведены в таблице 6.27.

Таблица 6.27 Перечень возможных сценариев для наиболее опасного оборудования проектируемого объекта

№ сценария	Схема развития сценария	Поражающие факторы
Группы сценариев: ГНП		
$C1^{(ГНН)}$ «Струевые пламена»	Разрыв надземного промыслового газопровода → истечение газа из концов разорванного газопровода в виде высокоскоростных струй с образованием ВВС в момент разрыва → воспламенение истекающего газа с образованием двух высокоскоростных струй пламени - факелов → свободная ориентация факелов в горизонтальном направлении → термическое воздействие факелов на оборудование газопроводов, на компоненты природной среды → разрушение и повреждение оборудования аварийного газопровода, термическое поражение компонентов природной среды и людей, оказавшихся вблизи места аварии	Первичная ВВС, разлет осколков, тепловое излучение от пламени
$C2^{(ГНН)}$ «Рассеивание струй газа»	Разрыв надземного наружного технологического газопровода → истечение газа из концов разорванного газопровода в виде высокоскоростных струй с образованием ВВС в момент разрыва → разлет фрагментов трубы → рассеивание истекающего газа в атмосфере без воспламенения	Первичная ВВС, разлет осколков, загазованность
Группа сценариев: ГП		

№ сценария	Схема развития сценария	Поражающие факторы
С1 ^(ГП) «Пожар в котловане»	Разрыв подземного газопровода → образование первичной ВВС за счет расширения сжатого газа в атмосфере → разлет осколков трубы и фрагментов грунта, образование котлована → истечение газа в виде «колонного» шлейфа → образованием «столба» пламени в форме, близкой к цилиндрической → термическое воздействие на окружающую среду, получение людьми ожогов различной степени тяжести, а также травм от воздействия ВВС и осколков, загрязнение атмосферы продуктами горения газа	Первичная ВВС, разлет осколков, тепловое излучение от пламени
С2 ^(ГП) «Струевые пламена»	Разрыв подземного газопровода → образование первичной ВВС за счет расширения сжатого газа в атмосфере → разлет осколков трубы и фрагментов грунта, образование котлована → истечение газа из газопровода в виде двух независимых высокоскоростных струй → образование двух струй пламени, горизонтальных или наклонных → термическое воздействие на окружающую среду, получение людьми ожогов различной степени тяжести, а также травм от воздействия ВВС и осколков, загрязнение атмосферы продуктами горения газа	Первичная ВВС, разлет осколков, тепловое излучение от пламени
С3 ^(ГП) «Рассеивание шлейфа газа»	Разрыв подземного газопровода → образование первичной ВВС за счет расширения сжатого газа в атмосфере → разлет осколков трубы и фрагментов грунта, образование котлована → истечение газа из газопровода в виде колонного шлейфа → получение людьми травм от воздействия ВВС и осколков, рассеивание истекающего газа без воспламенения, загазованность	Первичная ВВС, разлет осколков, загазованность
С4 ^(ГП) «Рассеивание струй газа»	Разрыв подземного газопровода → образование первичной воздушной волны сжатия за счет расширения сжатого газа в атмосфере → разлет осколков трубы и фрагментов грунта, образование котлована → истечение газа из газопровода в виде двух свободных независимых струй → получение людьми травм от воздействия ВВС и осколков, рассеивание истекающего газа без воспламенения, загазованность	Первичная ВВС, разлет осколков, загазованность
Группы сценариев: ГНН		
С1 ^(ГНН) «Пожар колонного типа»	Разрыв надземного наружного технологического газопровода при наличии вблизи места разрыва преграды (оборудования, сооружения, здания) → образование ВВС в момент разрыва → разлет фрагментов трубы → истечение струй газа из концов разорванного газопровода и их взаимодействие с окружающими преградами → воспламенение образовавшейся газозвушной смеси с возникновением в условиях загроможденного пространства пожара колонного типа → термическое воздействие пожара на технологическое оборудование, здания и сооружения площадочного объекта, а также на персонал, оказавшийся вне помещений	Первичная ВВС, разлет осколков, тепловое излучение от пламени
С2 ^(ГНН) «Струевые пламена»	Разрыв надземного наружного технологического газопровода → образование ВВС в момент разрыва → разлет фрагментов трубы → истечение газа из концов разорванного газопровода в виде высокоскоростных струй → воспламенение истекающего газа с образованием высокоскоростных струй пламени (факелов) → прямое и радиационное термическое воздействие пожара на технологическое оборудование, здания и сооружения площадочного объекта, а также на людей, оказавшихся вне помещений	Первичная ВВС, разлет осколков, тепловое излучение от пламени
С3 ^(ГНН) «Рассеивание струй газа»	Разрыв надземного наружного технологического газопровода, оборудования → истечение газа с образованием ВВС в момент разрыва → разлет фрагментов трубы, оборудования → рассеивание истекающего газа без воспламенения → загрязнение атмосферы	Первичная ВВС, разлет осколков,

№ сценария	Схема развития сценария	Поражающие факторы
		загазованность
Группы сценариев: ГНВ		
С1 ^(ГНВ) «Взрыв и пожар колонного типа в помещении»	Разрушение технологического оборудования внутри здания (помещения, укрытия) → образование ВВС в момент разрушения оборудования → разлет осколков → истечение газа из разрушенного оборудования → заполнение здания (укрытия) газовойдушной смесью → воспламенение смеси со взрывным эффектом → возникновение пожара колонного типа в условиях загроможденного пространства разрушенного здания (помещения, укрытия) → термическое воздействие пожара на технологическое оборудование, здания и сооружения площадочного объекта, а также на персонал, оказавшийся вне помещений	Первичная ВВС, разлет осколков, ВУВ в результате сгорания ГВС, тепловое излучение от пламени
С2 ^(ГНВ) «Выброс газа без возгорания»	Разрушение технологического оборудования внутри здания (помещения, укрытия) → образование ВВС в момент разрушения оборудования → разлет осколков → истечение газа из разрушенного оборудования → заполнение здания (помещения, укрытия) газовойдушной смесью и ее истечение в атмосферу без воспламенения через образовавшиеся проемы в стенах, кровле с дальнейшим рассеиванием → загрязнение атмосферы природным газом	Первичная ВВС, разлет осколков, загазованность
Группа сценариев: ЖС		
С1 ^(ЖС) «Пожар пролива»	Разгерметизация оборудования/трубопровода с ЛВЖ, ГЖ → образование пролива → воспламенение пролива метанола, пожар → термическое воздействие на рядом расположенные технологическое оборудование и трубопроводы, загрязнение атмосферы продуктами горения	Тепловое излучение от пламени
С2 ^(ЖС) «Взрыв облака ТВС»	Разгерметизация трубопровода оборудования/трубопровода с ЛВЖ → образование пролива → испарение метанола с поверхности пролива, образование облака ТВС → воспламенение и сгорание облака ТВС в дефлаграционном режиме → образование воздушной ударной волны в результате сгорания облака ТВС → повреждение рядом расположенных технологического оборудования и трубопроводов	ВВС в результате сгорания облака ТВС
С3 ^(ЖС) «Рассеивание паров»	Разгерметизация оборудования/трубопровода с ЛВЖ, ГЖ → образование пролива → испарение пролива метанола без воспламенения → рассеивание паров метанола в атмосфере	Загазованность, загрязнение атмосферы

В результате предварительного анализа опасности, а также на основе данных по распределению веществ в оборудовании и данных, полученных в результате предварительных расчетов поражающих факторов, для оценки риска было выбрано оборудование, при разрушении которого возможны аварии с максимальным выбросом опасных веществ и поражающими факторами с максимальными последствиями.

Перечень возможных сценариев для наиболее опасного оборудования проектируемого объекта приведен в таблице 6.28.

Таблица 6.28 Перечень возможных сценариев для наиболее опасного оборудования проектируемого объекта

Наименование оборудования/трубопровода	Возможные исходы аварийных ситуаций
ГП-1	
Промысловые трубопроводы	
Газопровод-шлейф КГС №108 DN200 (совместно с метанолопроводом)	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Подключение газопровода-шлейфа КГС №112 к коллектору КГС №113, 120 DN500	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Газопровод-шлейф КГС № 107 DN250 (совместно с метанолопроводом)	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Газопровод-шлейф КГС № 106 DN300 (совместно с метанолопроводом)	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Газопровод-шлейф КГС № 104 DN250 (совместно с метанолопроводом)	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Газопровод-шлейф КГС № 113 DN250 (совместно с метанолопроводом)	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Газопровод-шлейф КГС № 116 DN250 (совместно с метанолопроводом)	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Газопровод-шлейф КГС № 111 DN300 (совместно с метанолопроводом)	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Метанолопровод КГС №116, DN50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №108, DN50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №112, DN50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №107, DN50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
УКПГ-1	
Тех корпус регенерации ДЭГа и метанола. Насос Н-10а/3-4	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Газопровод-перемычка DN1000	C1 ^(ГНН) , C2 ^(ГНН) , C3 ^(ГНН)
ГП-2	
МКУ КГС 202, 203, 205, 207 - 215	
Компрессор винтовой КМ101	C1 ^(ГНВ) , C2 ^(ГНВ)
Бак масла БМ301 1,26 м ³	C1 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Промысловые трубопроводы	
Участок подключения газопровода-шлейфа КГС №210 к газопроводу-шлейфу КГС №207, DN500	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Участок подключения газопровода-шлейфа КГС №214 к газопроводу-шлейфу КГС №213, DN500	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Участок подключения газопровода-шлейфа КГС №211 к газопроводу-шлейфу КГС №215, DN500	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Участок подключения газопровода-шлейфа КГС №209 к газопроводу-шлейфу КГС №212, DN500	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Участок подключения газопровода-шлейфа КГС №208 к газопроводу-шлейфу КГС №205, DN500	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Метанолопровод КГС №210, DN50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №214, DN50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №211, DN50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №209, DN50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)

Наименование оборудования/трубопровода	Возможные исходы аварийных ситуаций
Метанолопровод КГС №208, DN50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
УКПГ-2/УППГ-2	
Пробкоуловитель № 1-3 V=100 м ³	C1 ^(ГНН) , C2 ^(ГНН) , C3 ^(ГНН)
Тех корпус регенерации ДЭГа и метанола. Насос Н-10а/1-2	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Склад масла. Емкость масла Е-1-1...Е-1-6	C1 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Блок узлов входа шлейфов	
Газопровод DN1000	C1 ^(ГНН) , C2 ^(ГНН) , C3 ^(ГНН)
ГП-3	
МКУ КГС 302 - 305, 307, 308, 310 - 317	
Компрессор винтовой КМ101	C1 ^(ГНВ) , C2 ^(ГНВ)
Маслобак МБ201	C1 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Промысловые трубопроводы	
Участок подключения газопровода-шлейфа КГС №312 к газопроводу-шлейфу КГС №313, DN500	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Участок подключения газопровода-шлейфа КГС №307 к газопроводу-шлейфу КГС №302, DN500	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Участок подключения газопровода-шлейфа КГС №315 к газопроводу-шлейфу КГС №317, DN500	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Участок подключения газопровода-шлейфа КГС №311 к газопроводу-шлейфу КГС №317, DN500	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Участок подключения газопровода-шлейфа КГС №305 к газопроводу-шлейфу КГС №304, DN500	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Метанолопровод КГС №312, DN50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №307, DN50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №315, DN50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №311, DN50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №305, DN50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
УКПГ-3/УППГ-3	
Пробкоуловитель № 1, 2 V=100 м ³	C1 ^(ГНН) , C2 ^(ГНН) , C3 ^(ГНН)
Тех корпус регенерации ДЭГа и метанола. Насос Н-10а/1-2	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Склад масла. Емкость масла Е-1-1...Е-1-6	C1 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Блок узлов входа шлейфов	C1 ^(ГНН) , C2 ^(ГНН) , C3 ^(ГНН)
ГП-4	
МКУ КГС 415, 420/421	
Компрессор винтовой КМ101	C1 ^(ГНВ) , C2 ^(ГНВ)
Бак масла БМ301 1,26 м ³	C1 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Промысловые трубопроводы	
Газопровод-шлейф КГС №405 (совместно с метанолопроводом), DN 150	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Газопровод-шлейф КГС №406 (совместно с метанолопроводом), DN 200	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)

Наименование оборудования/трубопровода	Возможные исходы аварийных ситуаций
Участок подключения газопровода-шлейфа КГС №411 к газосборному коллектору КГС №407,420,421, DN 500	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Участок подключения газопровода-шлейфа КГС №408 к газосборному коллектору КГС №407,420,421, DN 500	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Участок подключения газосборного коллектора КГС №404,422 к газосборному коллектору КГС №407,420,421, DN 300	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Участок подключения газопровода-шлейфа КГС №418 к газосборному коллектору КГС №414,416,417, DN 300	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Участок подключения газопровода-шлейфа КГС №412 к газосборному коллектору КГС №414,416,417, DN 300	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Метанолопровод КГС №406, DN 50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №411, DN 50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №408, DN 50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №404,422, DN 50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №418, DN 50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №412, DN 50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
УКПГ-4	
Тех корпус регенерации ДЭГа и метанола. Насос Н-10а/3-4	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
ГП-4а	
Промысловые трубопроводы	
Газопровод-шлейф КГС №431 (совместно с метанолопроводом), DN 200	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Газопровод-шлейф КГС №444 (совместно с метанолопроводом), DN 150	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Лупинг газосборного коллектора КГС №431, 433, 434, 435, 447, DN 300	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Участок подключения газосборного коллектора КГС №439, 448 к газопроводу-шлейфу КГС №449, DN 250	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Метанолопроводы КГС №439, 448, DN 50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
ГП-6	
МПК	
Коллектор DN1200/DN1000 УКПГ-6	C1 ^(ГП) , C2 ^(ГП) , C3 ^(ГП) , C4 ^(ГП)
ГП-7	
Промысловые трубопроводы	
Газопровод-шлейф КГС №714 (совместно с метанолопроводом), DN 250/300	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Подключение газопровода-шлейфа КГС №720 к газопроводу-шлейфу КГС №714, DN 300	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Подключение газопровода-шлейфа КГС №712 к газосборному коллектору КГС №714, №720, DN 300	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Газопровод-шлейф КГС №717 (совместно с метанолопроводом), DN 150	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Газопровод-шлейф КГС №715 (совместно с метанолопроводом), DN 250	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Газопровод-шлейф КГС №713 (совместно с метанолопроводом), DN 200	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Газопровод-шлейф КГС №705 (совместно с метанолопроводом), DN 150	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)

Наименование оборудования/трубопровода	Возможные исходы аварийных ситуаций
Газопровод-шлейф КГС №709 (совместно с метанолопроводом), DN 250	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Газопровод-шлейф КГС №704 (совместно с метанолопроводом), DN 300	C1 ^(ГНП) , C2 ^(ГНП)
Метанолопровод КГС №711, DN 50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №713, DN 50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №718, DN 50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №717, DN 50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №706, DN 50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №712, DN 50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
Метанолопровод КГС №720, DN 50	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
УКПГ-7/УППГ-7	
Тех корпус регенерации ДЭГа и метанола. Насос Н-10а/1-2	C1 ^(ЖС) , C2 ^(ЖС) , C3 ^(ЖС)
МПК	
Газопровод-перемычка DN700	C1 ^(ГП) , C2 ^(ГП) , C3 ^(ГП) , C4 ^(ГП)

7 Перечень мероприятий по предотвращению и/или снижению возможного негативного воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду и рациональному использованию природных ресурсов

7.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха на период строительства

Мероприятия обязательны для выполнения подрядной организацией, осуществляющей строительные-монтажные работы на объекте строительства.

7.1.1 Предложения по нормативам предельно-допустимых выбросов (НДВ) по проектным решениям

Наибольшее загрязнение атмосферы выбросами от технологического оборудования и автотранспорта имеет место непосредственно на площадках строительства. Данное загрязнение является локальным, носит временный характер и ограничено сроками строительства. Результатами проведенных расчетов установлено, что воздействие выбросов загрязняющих веществ при производстве строительного-монтажных и демонтажных работ не превышает допустимых норм. В связи с этим значения выбросов ЗВ при СМР, полученные расчетным методом, устанавливаются в качестве нормативов НДВ (п. 6.1.1) и требуют соблюдения в процессе производства работ.

Так как, согласно п.1 статьи 5 Федерального закона от 21.07.2014 г. №219-ФЗ, а также Письма Минприроды от 18.09.2015 г. №12-44/22962, выбросы вредных (загрязняющих) веществ от транспортных средств за пределами закрытых стоянок не подлежат нормированию, НДВ сформированы без учета передвижных источников.

Список нормируемых веществ сформирован с учетом Распоряжения Правительства РФ от 08.07.2015 N 1316-р «Об утверждении перечня загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды».

7.1.2 Мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ответственность за выполнение мероприятий по предотвращению и/или снижению возможного негативного воздействия, намечаемой хозяйственной деятельности на ОС в период строительства возложены на подрядную организацию, осуществляющую СМР на объекте проектирования.

Основными мероприятиями по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух в период строительства являются следующие:

- комплектация парка техники строительными машинами и установками, обеспечивающими минимальные выбросы ЗВ в атмосферу;
- осуществление запуска и прогрева двигателей по утвержденному графику с обязательной диагностикой выхлопных газов;
- запрет на оставление техники, не задействованной в технологии строительства, с работающими двигателями;

- движение автотранспорта по запланированной схеме, недопущение неконтролируемых поездок.

Специальные мероприятия по охране атмосферного воздуха данным проектом не разрабатываются, т.к. воздействие носит локальный временный характер (ограничено периодом строительства и отведенной под строительство территорией).

7.1.3 Мероприятия по уменьшению уровня воздействия физических факторов

В период строительства снижение шума от дорожно-строительных машин и механизмов достигается следующими мероприятиями:

- сокращение времени непрерывной работы техники, производящей высокий уровень шума;
- применение, по возможности, механизмы бесшумного действия (с электроприводом);
- исключение громкоговорящей связи;
- ограничение скорости движения грузового транспорта на строительной площадке.

Учитывая, что уровень шума при производстве работ по строительству не превышает допустимых значений в местах проживания населения, специальных мероприятий по защите населения от шума в проекте не предусмотрены.

7.2 Мероприятия по охране атмосферного воздуха на период эксплуатации

7.2.1 Предложения по нормативам допустимых выбросов (НДВ) по проектным решениям

В связи с тем, что концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны и границе ближайшей жилой зоны не превышают предельно-допустимых значений, нормативы НДВ для проектируемого объекта предлагается установить на уровне значений выбросов, полученных расчетным путем (п. 6.1.2).

7.2.2 Контроль за соблюдением нормативов НДВ

Согласно требованиям ГОСТ 17.2.3.02-14, на предприятии, для которого установлены нормативы предельно допустимых выбросов, необходимо организовать систему контроля за соблюдением установленных нормативов выбросов, утвержденную в установленном порядке.

С целью организации производственного контроля выбросов на период эксплуатации проектом определены категории источников выбросов и разработан план-график контроля нормативов НДВ на источниках выброса.

Предложения по контролю за соблюдением принятых нормативов выбросов разработаны с учетом рекомендаций, приведенных в «Методическом пособии по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух», СПб, 2012 г.

Производственный контроль за соблюдением установленных нормативов выбросов подразделяются на два вида:

- контроль 1-го вида: контроль концентраций загрязняющих веществ непосредственно на источниках выбросах;
- контроль 2-го вида: контроль концентраций загрязняющих веществ на границе СЗЗ и ближайшей жилой застройки.

Основным видом производственного контроля за соблюдением нормативов выбросов загрязняющих веществ является контроль непосредственно на источниках.

Категории проектируемых источников выбросов для определения периодичности контроля определены с использованием программы «ПДВ Эколог» версия 4.60, результаты представлены в приложении Л тома 8.1.4 1004023ПД/04-ОВОС1.4.

По данным расчета сочетания «источник-загрязняющее вещество» на проектируемом объекте имеются источники и вещества, относящиеся к ША, ШБ и IV категориям выброса.

Исходя из категории сочетания «источник - загрязняющее вещество» устанавливается следующая периодичность контроля за соблюдением НДВ:

- ША категории – 2 раза в год;
- ШБ категории – 1 раз в год;
- IV категории – 1 раз в 5 лет.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ от источников допускается проводить расчетным путем в случае, если контроль на источниках инструментальными методами затруднен.

Согласно п 3.4 Методического пособия по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, НИИ Атмосфера, СПб, 2012 г. контроль нормативов НДВ 2-го вида целесообразен для веществ, для которых результаты расчетных оценок их приземных концентраций удовлетворяют (одновременно) следующим условиям:

- максимальные расчетные безразмерные концентрации вредных веществ (с учетом фона), создаваемые выбросами предприятия в зонах жилой застройки превышают $0,8 \cdot \text{ПДК}$;
- вклад неорганизованных выбросов рассматриваемого предприятия в приземные концентрации в точках зоны превышения указанными концентрациями уровня $0,5 \cdot \text{ПДК}$ в жилой застройке составляет не менее 50%.

Параметры определения категории источников проектируемого объекта при разработке схемы контроля нормативов НДВ и график контроля на источниках представлены в разделе «перечень мероприятий по охране окружающей среды» (Приложение Л тома 8.1.4 1004023ПД/04-ОВОС1.4).

Ближайшие населенные пункты расположены вне зоны влияния проектируемого объекта.

7.2.3 Мероприятия по регулированию выбросов на период НМУ

Согласно ст. 1 Федерального закона «Об охране атмосферного воздуха» №96-ФЗ, неблагоприятные метеорологические условия (НМУ) — это такие метеорологические условия, при которых увеличивается накопление вредных (загрязняющих) веществ в приземном слое атмосферного воздуха. При получении прогнозов неблагоприятных метеорологических условий юридические лица, индивидуальные предприниматели, имеющие источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, обязаны проводить мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, согласованные с органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными на осуществление регионального государственного экологического надзора. (п.3.ст.19 Закона №96-ФЗ).

Согласно п.4 Порядка представления информации о неблагоприятных метеорологических условиях, требования к составу и содержанию такой информации, порядка ее опубликования и предоставления заинтересованным лицам, утв. приказом Минприроды от 17 ноября 2011 года №899, представление информации о НМУ осуществляется территориальными органами и подведомственными организациями федерального органа исполнительной власти в области гидрометеорологии и смежных с ней областях. Информация о НМУ предоставляется заинтересованным лицам в форме прогнозов НМУ на 1-3 суток первой, второй или третьей степени опасности.

В соответствии с п. 9 данного Порядка информация о НМУ по городскому и иному поселению, а также перечень отдельных источников выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, для которых составлены прогнозы НМУ, публикуются уполномоченным органом на его официальном сайте в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» в течение двух часов с момента предоставления информации о НМУ заинтересованным лицам.

Предупреждения о повышении уровня загрязнения воздуха в связи с ожидаемыми неблагоприятными условиями составляются в прогностических подразделениях Росгидромета.

Согласно «Требованиям к мероприятиям по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух в периоды неблагоприятных метеорологических условий», утв. приказом Минприроды России от 28 ноября 2019 года № 811, разработка мероприятий при НМУ осуществляется для всех источников выбросов на ОНВ I, II и III категорий, подлежащих нормированию в области охраны окружающей среды.

Перечень загрязняющих веществ, источников, для которых необходимо уменьшение выбросов в периоды НМУ определяется согласно п.10, 11 «Требований...».

В результате анализа максимальных приземных концентраций в расчетных точках, создаваемых источниками выбросов при эксплуатации проектируемых объектов, при условии их увеличения на 20-60% для НМУ I, II, III степеней опасности следует, что расчетные приземные концентрации всех загрязняющих веществ в расчетных точках не превышают 1ПДК_{мр}(ОБУВ)

Незначительное превышение уровня загрязнения (не более 1,18ПДК) наблюдается по группам суммации 6010 (Азота диоксид, серы диоксид, углерода оксид, фенол) и 6040 (Серы диоксид и трехокись серы (аэрозоль серной кислоты), аммиак), при 2, 3 режимах неблагоприятных метеорологических условиях в расчетных точках на границах ВЖК, СЗЗ УКПГ-5, УКПГ-6, МКУ. К основным источникам, дающим наибольший вклад в уровень загрязнения атмосферного воздуха по указанным группам суммации относятся ГПА и ГФУ.

Регулирование выбросов вредных веществ в атмосферу в период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) при получении прогнозов НМУ предусматривает кратковременное сокращение выбросов, приводящих к формированию высокого уровня загрязнения воздуха, до уровня, наблюдаемого при отсутствии НМУ.

В соответствии с п.12 «Требований...» и РД52.04.52-85 мероприятия должны обеспечивать снижение концентрации ЗВ в приземном слое атмосферы в контрольной точке:

- по первому режиму НМУ – на 15-20%;
- по второму режиму НМУ – на 20-40%;
- по третьему режиму НМУ – на 40-60%.

ГПА и ГФУ задействованы в непрерывном технологическом процессе и являются постоянными источниками выбросов.

С учетом специфики работы оборудования проектируемого объекта, для снижения приземных концентраций вредных веществ в атмосфере в периоды НМУ, предлагается проводить мероприятия, носящие организационно-технический характер (1 режим), не приводящие к снижению производительности предприятия:

- усилить контроль за точным соблюдением технологического регламента эксплуатации;
- рассредоточить во времени работу технологических агрегатов, не участвующих в непрерывном технологическом процессе;
- усилить контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- запретить продувку и чистку оборудования, ремонтные работы, связанные с залповыми выбросами;
- прекратить испытание оборудования, связанного с изменениями технологического режима, приводящего к увеличению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

На предприятии ответственность за своевременное выполнение мероприятий по временному сокращению выбросов в периоды НМУ возлагается на должностное лицо, назначенное руководителем предприятия.

Выполнение мероприятий по сокращению выбросов при втором и третьем режиме настоящим проектом не предусмотрены, т.к. ГПА и ГФУ являются неотъемлемой частью технологического процесса подготовки газа.

7.2.4 Мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

С целью предотвращения или снижения негативного воздействия на окружающую среду проектом предусмотрен комплекс мероприятий планировочного, технологического и организационного характеров:

- герметизация всех трубопроводов и оборудования технологического процесса;
- автоматизация технологических процессов, блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от нормальных условий эксплуатации объекта;
- радиографический и ультразвуковой контроль сварных стыков;
- проверка на прочность и герметичность оборудования и трубопроводов перед вводом в эксплуатацию (гидравлические испытания) и систематический контроль в период эксплуатации;
- применение арматуры с герметичностью затвора класса А по ГОСТ Р 54808-2011 «Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов»;
- антикоррозионная изоляция подземных трубопроводов, нанесение антикоррозионных покрытий на надземные трубопроводы, оборудование перед вводом в эксплуатацию, устройство системы электрохимзащиты;
- систематический контроль герметичности оборудования, трубопроводов, их техническое обслуживание и ремонт для предупреждения и своевременной ликвидации утечек;
- учет всех производственных потенциально возможных источников загрязнения;
- проведение регулярного контроля загрязнения окружающей среды;
- запрещение проезда автотранспорта для обслуживания предприятия вне запроектированных подъездных автодорог;
- разработка инструкций по сбору, накоплению, перевозке и мерам безопасности при обращении с отходами производства и потребления;
- накопление отдельных видов отходов в зависимости от их класса опасности, происхождения и агрегатного состояния с тем, чтобы обеспечить их использование в качестве вторичного сырья, переработку или последующее размещение;
- защита отходов от воздействия атмосферных осадков и ветра (контейнеры с крышками и др.);
- расположение мест накопления отходов с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к бытовым помещениям;
- размещение контейнеров для накопления отходов на площадках с искусственным водонепроницаемым и химически стойким покрытием;

- расположение металлических контейнеров и емкостей для сбора отходов на специально отведенных площадках, обеспечивающих свободный подъезд транспорта;
- соответствие состояния контейнеров, в которых накапливаются твердые отходы, требованиям транспортировки автотранспортом;
- ведение достоверного учета объемов образования, накопления и передачи для использования, утилизации и размещения всех видов отходов на спецпредприятия;
- своевременный вывоз и передача отходов специализированным лицензированным предприятиям для утилизации или размещения;
- предупреждение и учет возможных аварийных ситуаций и принятие срочных мер по их ликвидации;
- соблюдение требований местных органов охраны природы.

7.2.5 Мероприятия по уменьшению уровня воздействия физических факторов

При разработке проекта учитывались требования СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда».

Проектными решениями предусмотрены мероприятия по снижению негативного воздействия шума на работающих:

- компрессор МКУ оснащается шумо-теплозащитным кожухом, что обеспечивает соответствие уровней звука и звукового давления в рабочих зонах требованиям СанПиН 1.2.3685-21;
- в качестве шумопоглощающей и тепловой изоляции надземных участков обвязки МКУ применена тепловая изоляция;
- применяется малозумное технологическое оборудование, шумовые характеристики которого сертифицированы;
- в качестве стен и внутренних перегородок блока МКУ применяются трехслойные сэндвич панели с заполнением среднего слоя из минераловатной плиты, являющейся одновременно для помещений звукоизоляцией и утеплителем;
- информирование и обучение работающих таким режимам работы с оборудованием, которое обеспечивает минимальные уровни генерируемого шума;
- проведение производственного контроля виброакустических факторов;
- ограничение продолжительности и интенсивности воздействия шума до уровней приемлимого риска;
- обязательное предоставление работающим средств индивидуальной защиты;
- ежегодное проведение медицинских осмотров для, подвергающихся шуму выше 80 дБА.

Сброс давления (сдувки) на свечу осуществляется при выводе оборудования МКУ на ремонт, при нормальном режиме в момент планового обхода сброс давления на свечу не осуществляется.

Вывод оборудования МКУ на ремонт выполняется дистанционно из операторных, размещаемых на УКПГ/УППГ.

В момент сброса давления на свечу персонал находится на территории УКПГ/УППГ и прибывает на площадку МКУ только после полного останова оборудования и сброса давления на свечу.

Сооружения на данной площадке удалены от объектов общественного назначения, поэтому специальные архитектурно-строительные мероприятия, такие как шумозащитные стенки, барьеры, изолированные помещения не предусматриваются.

Условия труда по уровню шума соответствуют нормативным значениям СанПиН 1.2.3685-21, и относятся к допустимым (2 класс), согласно Р 2.2.2006-05.

Устанавливаемое оборудование при его эксплуатации не является источником ультразвукового излучения, поэтому специальных мероприятий по уменьшению воздействия ультразвука на обслуживающий персонал не предусматривается.

Специальных мер при выборе строительных решений для защиты от воздействия шума и вибрации проектом не предусматривается, так как при выборе оборудования учитывается, что эти показатели обеспечиваются находящимся в зданиях оборудованием в допустимых пределах действующих норм.

Для уменьшения воздействия электромагнитных полей на объекте выполнены следующие мероприятия:

- все металлические конструкции зданий, коммуникаций и металлические корпуса оборудования защищены молниеотводами;
- выполнено заземление;
- при совместной прокладке силовых и информационных кабелей выдержано нормативное расстояние между ними;
- кабельные трассы вторичных кабелей не проходят рядом с основанием молниеотводов и прожекторных мачт.

7.2.6 Размеры и границы санитарно-защитной зоны (СЗЗ)

В соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 в целях обеспечения безопасности населения и в соответствии с Федеральным Законом «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» от 30.03.1999 №52-ФЗ, вокруг объектов и производств, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека устанавливается специальная территория с особым режимом использования – санитарно-защитная зона., размер которой обеспечивает уменьшение воздействия загрязнения на атмосферный воздух (химического, биологического, фи-

зического) до значений, установленных гигиеническими нормативами. По своему функциональному назначению СЗЗ является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режиме.

По своему функциональному назначению санитарно-защитная зона является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режиме.

В границах санитарно-защитной зоны, согласно п.5 Постановления Правительства РФ от 03.03.2018 г №222 «Об утверждении Правил установления санитарно-защитных зон и использования земельных участков, расположенных в границах санитарно-защитных зон» не допускается использование земельных участков в следующих целях:

а) размещения жилой застройки, объектов образовательного и медицинского назначения, спортивных сооружений открытого типа, организаций отдыха детей и их оздоровления, зон рекреационного назначения и для ведения садоводства;

б) размещения объектов для производства и хранения лекарственных средств, объектов пищевых отраслей промышленности, оптовых складов продовольственного сырья и пищевой продукции, комплексов водопроводных сооружений для подготовки и хранения питьевой воды, использования земельных участков в целях производства, хранения и переработки сельскохозяйственной продукции, предназначенной для дальнейшего использования в качестве пищевой продукции, если химическое, физическое и (или) биологическое воздействие объекта, в отношении которого установлена санитарно-защитная зона, приведет к нарушению качества и безопасности таких средств, сырья, воды и продукции в соответствии с установленными к ним требованиями.

Согласно п. 5.3 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 допускается размещать в границах СЗЗ: нежилые помещения для дежурного аварийного персонала, помещения для пребывания работающих по вахтовому методу (не более двух недель), здания управления, конструкторские бюро, здания административного назначения, научно-исследовательские лаборатории, поликлиники, спортивно-оздоровительные сооружения закрытого типа, бани, прачечные, объекты торговли и общественного питания, мотели, гостиницы, гаражи, площадки и сооружения для хранения общественного и индивидуального транспорта, пожарные депо, местные и транзитные коммуникации, ЛЭП, электроподстанции, нефте- и газопроводы, артезианские скважины для технического водоснабжения, водоохлаждающие сооружения для подготовки технической воды, канализационные насосные станции, сооружения оборотного водоснабжения, автозаправочные станции, станции технического обслуживания автомобилей.

Санитарно-защитная зона или какая-либо ее часть не может рассматриваться как резервная территория объекта и использоваться для расширения промышленной или жилой территории без соответствующей обоснованной корректировки границ санитарно-защитной зоны (п. 5.6 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03).

В соответствии с п.1 «Правил установления санитарно-защитных зон и использования земельных участков, расположенных в границах санитарно-защитных зон», утв. Постановлением Правительства РФ от 03.03.2018 г №222 санитарно-защитные зоны устанавливаются в отношении действующих, планируемых к строительству, реконструируемых объектов капитального строительства, являющихся источниками химического, физического, биологического воздействия на среду обитания человека, в случае формирования за контурами объектов химического, физического и (или) биологического воздействия, превышающего санитарно-эпидемиологические требования.

Согласно п. 1.2 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» указанные санитарные правила распространяются на размещение, проектирование, строительство и эксплуатацию вновь строящихся, реконструируемых промышленных объектов и производств, объектов транспорта, связи, сельского хозяйства, энергетики, опытно-экспериментальных производств, объектов коммунального назначения, спорта, торговли, общественного питания и др., являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека. Источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека являются объекты, для которых уровни создаваемого загрязнения за пределами промышленной площадки превышают 0,1 ПДК и/или ПДУ.

Согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1-1200-03, реконструируемые площадки УКПГ/УППГ-1,2,3 и УКПГ-4,7 относятся к I классу предприятий (таблица 7.1, п. 3.1.3, класс I – Промышленные объекты по добыче природного газа), для которых размер санитарно-защитной зоны составляет 1000 м.

Для магистральных трубопроводов и компрессорных установок в соответствии с п. 2.7 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» создается санитарный разрыв.

В соответствии с п.3.17 СП 36.13330.2010 «Магистральные трубопроводы» минимальное допустимое расстояние до населенных пунктов от проектируемых МКУ составляет 500 м (от границы промплощадки).

Проектом предусмотрена реконструкция существующих межпромысловых газопроводов DN150, DN700, DN1000, DN1200 и DN 1400. Согласно п.3.16 СП 36.13330.2010 «Магистральные трубопроводы» рекомендуемый минимальный санитарный разрыв реконструируемых газопроводов составляют: DN 150 – 100 м, DN 700 – 200 м, DN1000 – 300 м, DN1200 – 350, DN1400 – 350 м.

Проектом предусмотрена реконструкция существующих газосборных сетей. На основании п. 1 СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ» и пп. 1.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования» реконструируемые газосборные сети, включающие в себя газопроводы-шлейфы для подачи пластового газа от кустов газо-

вых скважин до УКПГ и метаноопроводы для подачи ингибитора гидратообразования, являются промышленными трубопроводами.

Согласно п.6.6 СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа» рекомендуемые минимальные допустимые расстояния от реконструируемых газопроводов до населенных пунктов составляют: DN 150 – 200 м, DN 200 – 200 м, DN 250 – 200 м, DN 300 – 250 м, DN 500 – 250 м.

7.3 Мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов и почвенного покрова

7.3.1 Период строительства

Ответственность за выполнение мероприятий по предотвращению и/или снижению возможного негативного воздействия, намечаемой хозяйственной деятельности на ОС в период строительства возложены на подрядную организацию, осуществляющую СМР на объекте проектирования.

В целях охраны земельных ресурсов в период строительства следует выполнять следующие мероприятия:

- передвижение строительной техники, транспорта, размещение сооружений, площадок складирования в пределах полосы отвода земель;
- максимальное использование существующих подъездных дорог и др.;
- последовательная рекультивация нарушаемых земель по мере выполнения работ;
- исключение загрязнения плодородного слоя почвы при срезке и хранении минеральным грунтом, строительным мусором, нефтепродуктами и др. веществами, загрязняющими почву и ухудшающими ее плодородие;
- трамбовка и планировка грунта при засыпке траншей в целях защиты почв от ветровой и водной эрозии;
- устройство временных специальных площадок для накопления отходов и своевременный вывоз отходов на специализированные организации для утилизации или размещения;
- заправка строительной техники в пределах площадки на специально отведенной для этой цели закрытым способом, исключающим утечки, при четкой организации работы топливозаправщика;
- жесткий контроль над регламентом выполнения работ и недопущение аварийных ситуаций, оперативное устранение и ликвидация последствий возможных аварий.

Сроки проведения работ представлены в календарном графике в разделе «Проект организации строительства» (1004023ПД/04-ПОС).

Для исключения загрязнения ландшафтной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов предусмотрена обязательная рекультивация нарушенных земель при производстве работ.

Согласно ГОСТ Р 59057-2020 «Охрана окружающей среды. Земли. Общие требования по рекультивации земель», рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, а также прилегающие земельные участки, полностью или частично утратившие продуктивность в результате отрицательного воздействия нарушенных земель.

При разработке мероприятий по восстановлению земель в соответствии с ГОСТ Р 59057-2020 принимаются во внимание вид дальнейшего использования рекультивируемых земель, природные условия района проведения работ, расположение нарушенного участка, фактическое состояние нарушенных земель.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 59057-2020 рекультивация нарушенных земель должна осуществляться в два последовательных этапа: технический и биологический.

Согласно требованиям Земельного кодекса РФ и ГОСТ Р 59057-2020 перед началом работ следует производить снятие и рациональное использование плодородного слоя почвы на землях всех категорий.

Целесообразность снятия плодородного, потенциально-плодородного слоя почвы и их смеси устанавливаются в зависимости от уровня плодородия почвенного покрова.

Оценка основных агрохимических свойств почв района работ свидетельствует об их среднем плодородии, средней обеспеченностью органическим веществом, низкой обеспеченностью элементами минерального питания. Согласно полученным данным, исходя из совокупности химических и физико-химических свойств плодородного и потенциально плодородного слоев, обследованные почвы частично соответствуют требованиям, применяемым к плодородному и потенциально плодородному слою почв.

На территории исследования повсеместно распространены многолетнемерзлые породы. С целью максимально возможного сохранения мерзлотной обстановки и сведению к минимальным величинам неизбежных нарушений природного равновесия необходимо предусмотреть минимальное воздействие строительства проектируемого объекта на почвенно-растительный покров территории. В возникновении мерзлотно-геоморфологических образований, являющихся, как правило, следствием такого нарушения природного равновесия, большое значение имеет изменение температурного режима грунтов. Поскольку одновременно с изменением температуры меняется состав скелета грунта, то в совокупности с процессом миграции влаги происходят различные криогенные пучения, развиваются термокарстовые, оползневые и другие явления.

Опыт, накопленный при строительстве в условиях вечной мерзлоты, показывает, что в условиях северной климатической зоны в районах распространения многолетнемерзлых пород можно рекомендовать сведение к минимуму планировочных работ, связанных с разработкой грунта и его перемещения, нарушающее естественный рельеф и растительный покров.

В связи с тем, что проектируемый объект находится в пределах контуров, где снятие почвенно-растительного слоя может привести к процессам деградации мерзлоты на участке строительства и активизации ОЭГП, а также в связи с тем, что все проектируемые объекты находятся в пределах контуров почв с маломощным или отсутствующим грубогумусовым горизонтом, снятие плодородного горизонта можно считать нецелесообразным.

Кроме того, следует учитывать, что согласно ГОСТ 17.5.3.06-85 норму снятия плодородного слоя на тундровых и мерзлотно-таежных почвах устанавливают выборочно, с учетом структуры почвенного покрова.

Таким образом, согласно соответствующим нормативам, снятие и складирование плодородного и потенциально плодородного слоя почв для целей землевания в пределах территории размещения проектируемых объектов не рекомендуется.

Срезка растительного грунта проектом не предусматривается.

Согласно п. 8.4.8 СП 86.13330.2014 при строительстве трубопроводов в тундровой зоне нарушение покрова допускается только на полосе траншеи. Таким образом, в результате строительства проектируемого объекта нарушение земель происходит на полосе траншеи, площадках ВЗиС, временных съездах и на переходах через дороги, а на остальных участках почвенно-растительный покров защищается от повреждений транспортом и строительной техникой снежно-ледовым покрытием и нарушения не происходит.

Технический этап рекультивации по объекту предусматривает:

- уборку строительного мусора;
- удаление из пределов строительной полосы всех временных устройств и сооружений.
- нанесение слоя торфяно-песчаной смеси.

Нанесение торфо-песчаной смеси производится в зимний период бульдозером, работающим косопоперечными ходами, перемещающим и разравнивающим плодородный слой почвы.

Торф 75% и песчаный грунт 25% для приготовления торфяно-песчаной смеси доставляются из местных карьеров автосамосвалами по существующим автодорогам.

Биологическая рекультивация выполняется после завершения технического этапа.

Биологической рекультивации подлежит площадь строительной полосы, подвергшаяся воздействию строительных машин и другим видам механического воздействия на почву. Биологический этап включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на улучшение агрофизических, агрохимических, биохимических и других свойств почвы.

Биологическая рекультивация включает следующие мероприятия:

- агротехнические работы по восстановлению плодородия рекультивируемых почв;
- внесение минеральных удобрений;

- посев семян многолетних и однолетних трав.

Проведение рекультивационных работ способствует восстановлению биологической активности насыпного почвенного слоя, улучшению структуры почвы и водно-воздушного режима, накоплению в почве органических веществ и азота, а также предохраняют от эрозии.

Подробно технология и показатели технической и биологической рекультивации представлены в проекте «Проект рекультивации земель» (1004023ПД/04-ООС2).

Обязанности подрядной организации

В соответствии с Разделом 18 СТО Газпром 2-2.2-382-2009 Подрядчик обязан:

- соблюдать правила противопожарной безопасности, охраны окружающей среды.
- выполнить в полном объеме работы по технической рекультивации земель, передать их землепользователям, землевладельцам и арендаторам и представить комиссии по приемке Объекта в эксплуатацию оформленные в установленном порядке акты приемки-передачи рекультивированных земель.

7.3.2 Период эксплуатации

По окончании строительства на территории проектируемого объекта предусматривается комплекс мероприятий, направленный на улучшение санитарного и эстетического состояния объекта. Мероприятия по благоустройству включают устройство твердых покрытий тротуаров, внутриплощадочных проездов, ограждение территории и освещение.

В нормальном режиме эксплуатации проектируемого объекта воздействие на почвенно-растительный покров и грунты отсутствует. Ввиду отсутствия значимых прогнозируемых воздействий на почвенный покров на стадии эксплуатации специальные мероприятия не разрабатываются.

Сохранение показателей состояния почвенного покрова обеспечивается реализацией решений по:

- охране от загрязнения почвенного покрова и поверхностных вод;
- экологически безопасному обращению с отходами;
- мониторингу состояния почвенного покрова прилегающей территории.

По результатам оценки воздействия на атмосферный воздух, прогнозируемое воздействие на атмосферный воздух оценивается как допустимое, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу не будут оказывать негативного влияния на прилегающие территории.

Негативное воздействие возможно только при возникновении аварийной ситуации – при разрушении оборудования/трубопровода с мгновенным высвобождением энергии газа, приводя-

щее к нарушению целостности почвенно-растительного покрова, и возможно, к термическому воздействию на окружающую среду в зоне аварии в случае возгорания природного газа.

7.4 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных объектов, водных биологических ресурсов и среды их обитания

7.4.1 Период строительства

Ответственность за выполнение мероприятий по предотвращению и/или снижению возможного негативного воздействия, намечаемой хозяйственной деятельности на ОС в период строительства возложены на подрядную организацию, осуществляющую СМР на объекте проектирования.

В целях предотвращения и уменьшения загрязнения, поступающего с территории строительства в природные водные объекты, в проекте предусмотрены следующие мероприятия:

- строительство вести по принципу I с сохранением грунтов оснований в мерзлом состоянии;
- применение непучинистых или специально подготовленных грунтов оснований в мерзлом состоянии;
- отсыпка на ненарушенный напочвенный покров;
- укрепление откосов от размыва, организация поверхностного стока, направленная на предотвращение застоя поверхностных вод на поверхности отсыпки и по ее перефирии, а также организация отвода поверхностного стока за территорию площадок;
- обязательное соблюдение границ территории, отводимой под строительство;
- запрещение проезда транспорта вне предусмотренных подъездных дорог;
- оснащение строительных площадок контейнерами для сбора бытовых и строительных отходов;
- оборудование производственной площадки туалетом с гидроизолированной герметичной ёмкостью для сбора хозяйственно-бытовых сточных вод, с последующим вывозом на очистные сооружения;
- сбор стоков после гидроиспытаний с последующим вывозом на очистные сооружения;
- заправка строительной техники и автотранспорта топливом только закрытым способом, исключаям утечки, при четкой организации работы топливозаправщика, на специально отведенных и оборудованных для этого площадках;
- использование при строительстве исправной строительной техники;
- соблюдение режима водоохраных зон и прибрежных защитных полос;

- размещение стоянки, заправки ГСМ, мойки и ремонта автотранспортной и строительной техники, временных зданий и сооружений, площадок складирования, мест накопления отходов вне водоохраных зон и прибрежных защитных полос.

Проектом также предусматриваются мероприятия, позволяющие минимизировать воздействие на ихтиофауну и ее кормовую базу:

- минимизация последствий воздействия шума и беспокойства от работающих механизмов достигается путем соблюдения мероприятий по уменьшению шума;
- проведение работ по прокладке линейных объектов в зимний период при полном промерзании водных объектов;
- соблюдение мероприятий по охране водной среды, а также мероприятий по безопасности судоходства, которые позволят избежать ухудшения среды обитания рыб и беспозвоночных;
- выполнение восстановительных мероприятий в объеме, эквивалентном последствиям негативного воздействия намечаемой деятельности.

Расчет ущерба, нанесенного водным биологическим ресурсам, при реализации намечаемой деятельности представлен в разделе 1004023ПД/04-РХР. В качестве компенсационного мероприятия согласно данным раздела рекомендуется выпуск молоди осетра или муксуна, или пеляди, или чира, или сига-пыжьяна в водные объекты Обь-Иртышского бассейна.

Таким образом, ограничения сроков производства работ, предусмотренные проектной документацией, обеспечивают выполнение условий и ограничений планируемой деятельности, необходимых для предупреждения или уменьшения негативного воздействия на биоресурсы и среду их обитания (в т.ч. ограничений по срокам и способам производства работ на акватории и других условий), исходя из биологических особенностей биоресурсов (сроков и мест их зимовки, нереста и размножения, нагула и массовых миграций), определяемых Положением о мерах по сохранению водных биологических ресурсов и среды их обитания № 380, утвержденных постановлением Правительства 29.04.2013 г.

7.4.2 Период эксплуатации

В период эксплуатации проектируемого объекта в штатном режиме негативного воздействия на водные объекты не предполагается.

В целях снижения и предотвращения отрицательного воздействия на природные воды в период эксплуатации в проекте приняты следующие технические решения:

- полная герметизация проектируемых инженерных сетей и сооружений;
- сбор хозяйственно-бытовых сточных вод в герметичную емкость с последующим вывозом на очистные сооружения;
- автоматизация основных технологических процессов;

- складирование отходов на специальных площадках, имеющих водонепроницаемое покрытие, в специально предназначенных герметичных емкостях и своевременный вывоз на лицензированные специализированные предприятия для утилизации или размещения;
- учет всех производственных потенциально возможных источников загрязнения;
- учет всех аварийных ситуаций, загрязняющих природную среду, и принятие срочных мер по их ликвидации;
- периодическое техобслуживание и ремонт оборудования, трубопроводов, сооружений проектируемого объекта;
- запрещение проезда транспорта вне предусмотренных подъездных дорог;
- соблюдение требований местных органов охраны природы.

7.5 Мероприятия по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке и размещению опасных отходов

7.5.1 Период строительства

Ответственность за выполнение мероприятий по предотвращению и/или снижению возможного негативного воздействия, намечаемой хозяйственной деятельности на ОС в период строительства возложены на подрядную организацию, осуществляющую СМР на объекте проектирования.

Для снижения влияния отходов на окружающую среду проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- селективный сбор и накопление отдельных видов отходов в зависимости от их класса опасности, происхождения и агрегатного состояния с тем, чтобы обеспечить их использование в качестве вторичного сырья, переработку или последующее размещение;
- защита накапливающихся отходов от воздействия атмосферных осадков и ветра (временный навес, упаковка отходов в тару, контейнеры с крышками и др.);
- расположение мест накопления отходов с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к бытовым помещениям;
- размещение контейнеров для накопления отходов на площадках с искусственным водонепроницаемым и химически стойким покрытием;
- расположение металлических контейнеров и емкостей для накопления отходов на специально отведенных площадках, обеспечивающих свободный подъезд транспорта;
- соответствие состояния контейнеров, в которых накапливаются твердые отходы, требованиям транспортировки автотранспортом;

- запрещение сжигания отходов на участке строительства, а также вывоза на не-санкционированные свалки;
- ведение достоверного учета наличия, образования, использования и размещения всех отходов.

Площадки накопления отходов показаны на стройгенпланах тома 1004023ПД/04-ПОС.

При организации мест накопления отходов в соответствии с действующими санитарно-эпидемиологическими, экологическими и противопожарными требованиями, отходы, образующиеся на проектируемом объекте, не окажут вредного воздействия на окружающую природную среду.

Воздействие данных видов отходов на окружающую среду может проявиться только при несоблюдении правил обращения с ними.

С целью исключения работ по ремонту автомобилей на участке строительства автотранспорт и спецтехника должны проходить ремонтное и профилактическое обслуживание (по мере необходимости) на их транспортной базе. Техобслуживание и ремонт техники на площадке строительства исключается.

Для снижения воздействия отходов производства и потребления на все составляющие природной среды, необходимо осуществлять контроль за их образованием, накоплением и размещением.

Перед началом строительных работ должны быть получены предварительные согласования о размещении отходов производства, заключен договор со специализированными лицензированными организациями по приему и утилизации отходов; назначен ответственный за сбор, накопление и транспортировку отходов и проведен инструктаж о сборе, накоплении, транспортировке отходов и промсанитарии персонала в соответствии с требованиями нормативно-методической литературы, действующей в сфере обращения с отходами, а также требованиями законодательства.

7.5.2 Период эксплуатации

Для снижения влияния отходов, образующихся при эксплуатации проектируемых объектов, на окружающую среду проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- селективный сбор и накопление отдельных разновидностей отходов в зависимости от их класса опасности, происхождения и агрегатного состояния;
- защита мест накопления отходов от воздействия атмосферных осадков и ветра;
- поверхность площадок накопления отходов имеет искусственное водонепроницаемое и химически стойкое покрытие;
- расположение мест накопления отходов с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к бытовым помещениям;

- соответствие состояния ёмкостей, в которых накапливаются отходы, требованиям транспортировки автотранспортом.

При организации мест накопления отходов в соответствии с действующими санитарно-эпидемиологическими, экологическими и противопожарными требованиями, образующиеся отходы не окажут вредного воздействия на окружающую среду. Воздействие данных видов отходов на окружающую среду может проявиться только при несоблюдении правил по обращению с отходами.

Возможность возникновения аварийной ситуации на площадке может быть связана, в основном, с несоблюдением правил накопления пожароопасных отходов. Приоритетными мерами предупреждения аварийной ситуации в сфере обращения с отходами является строгое соблюдение «Инструкции по сбору, накоплению и вывозу отходов», утвержденной руководителем предприятия, и выполнение «Правил охраны труда и техники, противопожарной безопасности».

7.6 Мероприятия по охране недр

7.6.1 Период строительства

При проектировании защитных мероприятий особую важность приобретает обеспечение сохранения близких к естественным показателей состояния грунтов. Выполнение данного требования обеспечит значительные сокращения необратимых изменений недр (геологической среды) и предотвращения прогрессирующего развития опасных геологических процессов.

Общими принципами реализации вышеназванного требования являются:

- опережающая инженерная подготовка территории (ведение планировочных работ методом отсыпки минеральным грунтом);
- недопущение не предусмотренных проектами нарушений окружающей среды (вне границ отводимых земельных участков и дорог);
- соблюдение природоохранных норм и правил, технологии строительства.

Ниже приводятся конкретные, заложенные в настоящей проектной документации, мероприятия, по сохранению термовлажностного режима грунтов и обеспечению минимизации нарушения структуры недр:

- проектной документацией для целей строительства объекта предусмотрено использование общераспространенных полезных ископаемых (песка, щебня) в процессе производства работ. Строительные материалы соответствуют общим требованиям безопасности и контроля над содержанием вредных веществ и не содержат вредных компонентов;
- отсыпка площадки под объекты нового строительства осуществляется строго в границах отвода и согласно генплану проекта;

- площадка заправки техники гидроизолирована пленкой, вокруг площадки предусмотрена обваловка для предупреждения попадания разливов ДТ за ее пределы;
- устройство внутриплощадочных проездов и площадок, движение техники только по выделенным полосам;
- складирование сырья, полуфабрикатов и отходов на специальных площадках, оборудованных железобетонными плитами;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;
- оборудование рабочих мест и бытовых помещений контейнерами для отходов, также на территории контейнеры для мусора размещены на площадке складирования материалов;
- своевременный вывоз промышленных отходов и отходов с площадки производства работ специализированными предприятиями, имеющими лицензию в области обращения с отходами;
- ремонт и мойка строительной техники осуществляются на специализированных предприятиях;
- эксплуатация машин и механизмов в исправном состоянии с целью исключения проливов нефтепродуктов;
- сбор бытовых стоков в накопительные емкости с последующим вывозом на очистные сооружения.

7.6.2 Период эксплуатации

Для предотвращения загрязнения недр и грунтов в период эксплуатации проектной документацией приняты следующие решения:

- принят I принцип использования многолетнемерзлых грунтов основания – грунты основания используются в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации сооружений;
- разработаны технические решения по термостабилизации грунтов, обеспечивающие в течение всех лет эксплуатации требуемые расчетные температуры;
- под всеми надземными технологическими емкостями устраивается твердое бетонное покрытие с бордюром;
- сбор производственных сточных вод, образующихся в результате технологических процессов на площадках УКПГ, ДКС, с последующим сжиганием в ГФУ соответствующей УКПГ;
- сбор хозяйственно-бытовых сточных вод в герметичную емкость с последующей очисткой на КОС бытовых сточных вод и дальнейшим сжиганием на ГФУ соответствующей УКПГ;

- для исключения загрязнения подземных вод в период эксплуатации в случае аварийной ситуации (разлив трансформаторного масла) под каждый масляный силовой трансформатор непосредственно под трансформатором предусмотрен маслоприемник, рассчитанный на прием 100 % масла от трансформатора, и предназначенный для слива масла в случае повреждения трансформатора;
- систематический контроль герметичности оборудования, трубопроводов, их техническое обслуживание и ремонт для предупреждения и своевременной ликвидации утечек;
- высокий уровень автоматизации производственного процесса, обеспечивающий сигнализацию об отклонениях технологических параметров от допустимых значений при возможных аварийных ситуациях;
- герметизация всех трубопроводов и оборудования технологического процесса;
- ограждение площадки;
- для наблюдения за температурным режимом грунтов оснований и деформациями зданий и сооружений выполняется геотехнический мониторинг.

7.7 Мероприятия по охране растительного и животного мира и среды их обитания

7.7.1 Период строительства

Ответственность за выполнение мероприятий по предотвращению и/или снижению возможного негативного воздействия, намечаемой хозяйственной деятельности на ОС в период строительства возложены на подрядную организацию, осуществляющую СМР на объекте проектирования.

Для снижения и/или предотвращения негативного воздействия на растительный и животный мир на этапе строительства предусматриваются следующие мероприятия:

- обязательное соблюдение границ территории, отведенной под строительство объекта, запрет на несанкционированное передвижение техники вне территории полосы отвода;
- накопление отходов на специально оборудованных площадках в пределах полосы отвода с последующим вывозом на спецпредприятия для захоронения или утилизации по договорам;
- сбор образующихся стоков в герметичные емкости с последующим вывозом в специализированные организации (хозяйственно-бытовых, стоков после гидроиспытаний);
- исключение вероятности загрязнения, захламления, возгорания естественных участков природной среды на территории объекта и прилегающей местности, при строгом соблюдении предусмотренных проектом мероприятий по охране окружающей среды и правил пожарной безопасности;

- использование исправной строительной техники, прошедшей техобслуживание с шумовыми характеристиками, не превышающими паспортные данные;
- применение при строительстве сертифицированных изделий и материалов, не оказывающих негативного влияния на окружающую среду;
- использование птицезащитных устройств в соответствии с ТУ на электроснабжение и Федеральным законом №52-ФЗ;
- запрещение отстрела и отлова животных.

Руководящему составу следует уделять специальное внимание:

- строгому соблюдению природоохранного законодательства, соответствующих инструкций федерального и местного уровней;
- наличию в производственных помещениях и на местности «наглядной агитации» природоохранного плана: плакатов с изображениями «краснокнижных» видов и охотничьих животных (в особенности – трудноразличимых с редкими видами), правил охоты и выдержек из законодательства, аншлагов у зон покоя и т.д.

Также следует, в целях пресечения технически оснащенного браконьерства, ввести дополнительные, издали различные номера на внедорожном транспорте (включая номера на крышах вездеходов, видимые и различимые с воздуха).

Согласно техническому отчету по результатам инженерно-экологических мероприятий в районе расположения проектируемого объекта виды растений, грибов и животных, занесенные в Красные книги РФ и ЯНАО, отсутствуют.

Для выявления необходимости обустройства переходов через пути миграции домашних и диких животных, были направлены запросы в ЗАО «Ныдинское» и АО «Совхоз Пуровский».

В письме ЗАО «Ныдинское» №903 от 02.11.2020 (Приложение Б тома 8.1.2 1004023ПД/04-ОВОС1.2) указано, что в зоне проведения работ выпасаются олени двух оленеводческих бригад: №8 и №11 (общее поголовье составляет 4,5 тыс. животных). При проектировании линейных объектов необходимо предусмотреть обустройство переходов для прогона оленей через каждые 5 км на всей протяженности объекта.

Согласно ответу АО «Совхоз Пуровский», часть территории используется оленеводческими бригадами №3 и №10 для ведения традиционной хозяйственной деятельности (выпаса оленей) (указанная территория обозначена на картосхеме, приложенной к письму №297/03 от 24.09.2020 г., Приложение Б тома 8.1.2 1004023ПД/04-ОВОС1.2). Стоянки и маршруты каленания оленей не затрагивают территорию выполнения проектно-изыскательских работ.

Основная часть трубопроводов газосборной сети прокладывается подземно. Надземно трубопроводы прокладываются по существующим эстакадам, где уже предусмотрено обустройство переходов для прогона оленей.

Таким образом необходимость в сооружении дополнительных переходов для прогона оленей отсутствует.

7.7.2 Период эксплуатации

В период эксплуатации необходимо соблюдение норм и правил эксплуатации и технического обслуживания объектов, своевременное проведение капитального и текущего ремонтов. При возникновении аварийной ситуации своевременное обнаружение и оперативная ликвидация причин аварии позволит значительно минимизировать негативное воздействие.

Кроме того, для снижения и/или предотвращения негативного воздействия на растительный и животный мир на этапе эксплуатации предусматриваются следующие мероприятия:

- площадки выполняются в ограждении;
- сооружения размещаются вне зон приоритетного природопользования и путей миграции животных.
- соблюдение технологического регламента работы оборудования и объекта в целом;
- исключение работы неисправного автотранспорта и техники, осуществляющих грузоперевозки и работы по обслуживанию объекта;
- запрещение разведения костров и других работ с открытым огнем за пределами специально оборудованных для этого площадок;
- обеспечение своевременного тушения любых возгораний;
- ограничение на пребывание людей без особой необходимости (особенно на участках с растительностью);
- своевременное выявление и предотвращение загрязнений воды, воздуха и почвенного покрова, которые в свою очередь влияют на состояние растительного покрова;
- локализация деятельности в пределах участков без растительности;
- соблюдение запрета на отстрел животных;
- хранение материалов и сырья только в огороженных местах;
- размещение отходов производства и потребления на специальных площадках и своевременный вывоз их с площадки с целью предотвращения гибели и исключения привлечения животных к посещению производственных объектов;
- снабжение емкостей и резервуаров системой защиты в целях предотвращения попадания в них животных.

При реализации данных мероприятий степень антропогенной нагрузки на растительный покров и животный мир будет минимальной.

7.8 Мероприятия по предотвращению возможности возникновения аварийных ситуаций и их последствий

7.8.1 Период строительства

Ответственность за выполнение мероприятий по предотвращению и/или снижению возможного негативного воздействия, намечаемой хозяйственной деятельности на ОС в период строительства возложены на подрядную организацию, осуществляющую СМР на объекте проектирования.

В целях предупреждения аварийных ситуаций и обеспечения безопасности в период строительства проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- ограждение участков работ от действующих зданий, сооружений;
- выполнение подрядной организацией всех видов работ в охранных зонах действующих коммуникаций, пересекаемых и находящихся рядом с участком строительства в соответствии с требованиями «Инструкции по безопасному ведению работ в охранных зонах действующих коммуникаций» и др. при наличии согласования методов производства работ и мероприятий для обеспечения безопасности действующих коммуникаций, письменного разрешения на производство работ в охранной зоне коммуникации и в присутствии представителя эксплуатирующей организации;
- немедленная остановка работ при обнаружении подземных коммуникаций и сооружений, не указанных в технической документации, и принятие мер по обеспечению их сохранности, установлению принадлежности и вызову представителя соответствующей эксплуатационной организации;
- производство земляных работ на участке перехода через действующие коммуникации (на расстоянии менее 2 м от боковой стенки и менее 1 м над верхом коммуникации) вручную без применения ударных инструментов, с принятием мер, исключающих возможность повреждения этих коммуникаций;
- сооружение временных переездов из сборных железобетонных дорожных плит в местах передвижения техники над коммуникациями для защиты действующих коммуникаций от повреждений и исключения аварийных ситуаций на период проведения строительно-монтажных работ;
- выполнение всех грузоперевозок в соответствии с «Правилами дорожного движения», «Инструкцией по перевозке крупногабаритных и тяжеловесных грузов автомобильным транспортом по дорогам Российской Федерации», «Правилами перевозок грузов автомобильным транспортом»;
- использование при строительстве строительной техники и автотранспорта, прошедших ТО;

- организация на площадках временных сооружений пожарных постов (всего на каждой площадке пожарных постов должно быть не менее двух);
- контроль выполнения правил техники безопасности и требований пожарной безопасности при производстве работ при строгом соблюдении Постановления Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 и ГОСТ 12.1.004-91.

7.8.2 Период эксплуатации

Проектом предусмотрен перечень мероприятий по предотвращению выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду:

- технологическое оборудование выбрано в соответствии с заданными технологическими параметрами, что уменьшает вероятность образования взрывоопасных смесей;
- применение блочного и блочно-комплектного оборудования заводского изготовления, как более надежного в эксплуатации;
- запорная арматура принята по классу герметичности затвора А, затворов обратных – для жидкости «С», для газа «D», регулирующих клапанов класса «IV» по ГОСТ 9544-2015;
- выбор материала труб и деталей технологических трубопроводов произведен по температуре наиболее холодной пятидневки района эксплуатации;
- соединения труб предусмотрено выполнить сваркой;
- радиографический контроль сварных стыков;
- ультразвуковой контроль сварных стыков;
- для защиты оборудования и трубопроводов от коррозии предусмотрены лакокрасочные покрытия;
- для защиты от превышения рабочего давления оборудования установлены предохранительные клапаны;
- технологические схемы и комплектация основного оборудования гарантируют непрерывность производственного процесса за счет оснащения технологического оборудования системами автоматического регулирования, блокировками и сигнализацией;
- управление технологическими операциями осуществляется автоматически;
- для проектируемого объекта предусмотрен уровень автоматизации, при котором обеспечивается безаварийная работа в условиях нормальной эксплуатации без постоянного присутствия обслуживающего персонала, либо с периодическим присутствием персонала в период обслуживания технологического оборудования, КИП и устройств системы автоматизации;
- толщина стенки технологических трубопроводов определена путем проведения расчета на прочность;

- все технологическое оборудование и трубопроводы подвергаются гидравлическому испытанию на прочность и плотность;
- трубопроводы группы А, Б(а), Б(б) помимо обычных испытаний на прочность и плотность, подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания;
- для предотвращения образования взрывоопасной смеси перед ремонтом предусмотрена возможность продувки оборудования и трубопроводов инертным газом
- предусмотрена система контроля загазованности;
- проектом предусматривается защита газопроводов от почвенной коррозии защитными покрытиями (пассивная) и средствами электрохимической защиты;
- контроль изоляционного покрытия трубопроводов.
- выбор технологического оборудования произведен в соответствии с технологическими параметрами среды, климатическим исполнением.
- оборудование устанавливается на фундамент, высота которого выбрана исходя из условий технологического процесса, удобства монтажа и обслуживания.
- конструкция оборудования должна быть технологичной и обеспечивать надёжность и безопасность эксплуатации в течение расчётного срока службы, а также предусматривать возможность проведения технического освидетельствования, очистки, промывки, пропарки, полного опорожнения, продувки и ремонта, эксплуатационного контроля металла и соединений.

Применяемое оборудование должно соответствовать условиям эксплуатации, быть вновь изготовленным и ремонтпригодным.

На всех технологических площадках, где возможно образование взрывоопасных смесей, предусмотрен контроль загазованности со световой и звуковой аварийной сигнализацией.

Пуск в работу и эксплуатация проектируемых объектов при отсутствии или неисправности системы контроля воздушной среды на взрывоопасные концентрации газов запрещается.

С целью обеспечения безопасных условий труда и производства в проектной документации предусматриваются следующие мероприятия:

- весь производственный процесс на площадках автоматизирован, управление производством осуществляется автоматически или дистанционно из помещения диспетчерской;
- все оборудование снабжено площадками обслуживания, огражденными перилами, и лестницами для свободного и безопасного доступа обслуживающего персонала к арматуре и приборам КИП; в целях безопасности при обслуживании в условиях низких температур настил площадок и ступеней лестниц принят из просечно-вытяжной стали;

- опорные строительные конструкции для надземных трубопроводов выполнены из несгораемых материалов.

Для сооружений, основания которых эксплуатируются по принципу I (с сохранением грунтов в мерзлом состоянии) применяются следующие технические решения и мероприятия:

- создание прочной льдогрунтовой плиты консольного типа вблизи добывающих скважин, которая формируется посредством совместной работы различных марок термостабилизаторов, установленных по определенной схеме с глубинами погружения 10, 11, 13м;
- установка термостабилизаторов непосредственно возле свай сооружений;
- высота насыпи и необходимость устройства теплоизолирующего слоя из эффективного утеплителя под ней определяется расчетом из условия сохранения грунтов природного сложения в мерзлом состоянии;
- отсыпка производится на промороженный грунт охлажденным грунтом.

К решениям, обеспечивающим защиту территории от опасных процессов, относятся:

- решения, направленные на локализацию пожара (применение негорючих утеплителей, устройство противопожарных преград, устройство герметичных негорючих полов);
- решения по сохранению ММГ основания;
- решения по мероприятиям против морозного пучения (длина свай, подсыпка, замена грунта и т.д.);
- решения по назначению марок материалов в соответствии с климатическими характеристиками и гидрогеологическими условиями;
- решения по антикоррозионной защите;
- решения по осуществлению проверок, осмотров и освидетельствования состояния строительных конструкций, оснований, сетей инженерно-технического обеспечения.

Согласно части 9 статьи 15 Федерального закона от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» в процессе эксплуатации необходимо проводить надзор за состоянием строительных конструкций, оснований зданий и сооружений.

Надзор за состоянием строительных конструкций и оснований включает:

- систематические наблюдения, осуществляемые цеховой службой эксплуатации зданий;
- текущие периодические осмотры, осуществляемые сотрудником Отдела эксплуатации и ремонта зданий при участии цеховой службы эксплуатации зданий (текущие осмотры);

- общие периодические осмотры, осуществляемые специальными комиссиями, как правило, два раза в год – весной и осенью (общие осмотры);
- внеочередные осмотры, осуществляемые специальными комиссиями после стихийных
- бедствий (пожаров, ураганных ветров, землетрясений, сильных ливней или снегопадов и т.п.) или аварий, а также в случае выявления аварийного состояния строительных конструкций;
- обследования специализированными организациями.

В систематические наблюдения входят:

- ежедневные наблюдения, выполняемые путем внешнего осмотра строительных конструкций, как правило, с поверхностей пола, кровли, рабочих площадок и окружающей здание территории;
- поэлементные осмотры строительных конструкций, выполняемые в сроки, устанавливаемые Отделом эксплуатации и ремонта зданий, по графикам, составляемым ежегодно цеховой службой эксплуатации зданий совместно с Отделом эксплуатации и ремонта зданий и утверждаемым главным инженером.

8 Выявленные при проведении оценки неопределенности в определении воздействий намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду

При проведении оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности неопределенности не выявлены, так как разработка проектной документации по объекту «Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-4, УКПГ-9. Объединение УКПГ-2 и УКПГ-3, УКПГ-6 и УКПГ-7, УКПГ-1 и УКПГ-2» проводилась по действующим стандартам, регламентам и ГОСТ.

9 Программа производственного экологического контроля (мониторинга) за характером изменения всех компонентов экосистемы при строительстве и эксплуатации объекта, а также при авариях

9.1 Общие положения

В соответствии с Федеральным законом №7 ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства РФ №681 от 09.08.2013 Положение о государственном экологическом мониторинге (государственном мониторинге окружающей среды) и государственном фонде данных государственного экологического мониторинга (государственного мониторинга окружающей среды) на территориях объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду в результате своей хозяйственной и иной деятельности, необходима организация производственного экологического мониторинга (ПЭМ).

Система производственного экологического мониторинга на проектируемом объекте позволяет решать следующие задачи:

- организацию наблюдения за источниками воздействия и загрязнением компонентов окружающей среды, расположенных в зоне непосредственного влияния проектируемого объекта на этапах строительства, эксплуатации, а также в случае аварийной ситуации;
- формирование на основе первичной информации комплексной оценки экологического состояния природных сред под воздействием строительства и эксплуатации проектируемого объекта, а также в случае аварийной ситуации;
- анализ текущей экологической обстановки и прогнозирование динамики ее развития в процессе строительства, эксплуатации проектируемого объекта и в случае аварийной ситуации;
- предоставление надежной и своевременной информации для принятия плановых и экстренных управленческих решений в области охраны окружающей среды;
- подготовка, ведение и оформление отчетной документации по результатам ПЭМ;
- получение данных об эффективности природоохранных мероприятий.

Для определения величины и интенсивности воздействия проектируемого объекта на окружающую среду используются соответствующие нормативы качества окружающей среды, а также фоновые значения (сведения об исходном состоянии окружающей среды, ненарушенном или измененном предшествующей хозяйственной деятельности).

Лабораторные исследования проводятся в сертифицированных лабораториях, имеющих соответствующий аттестат аккредитации. Анализы должны проводиться в соответствии с дей-

ствующими на момент выполнения работ в Российской Федерации методиками (ГОСТ, РД, ПНД Ф, МУК, МУ), включенными в:

- систему государственных стандартов (ГОСТ);
- РД 52.18.595-96. Федеральный перечень методик выполнения измерений, допущенных к применению при выполнении работ в области мониторинга загрязнения окружающей природной среды;
- Реестр методик количественного химического анализа и оценки состояния объектов окружающей среды, допущенных для государственного и производственного экологического контроля (ПНД Ф).

9.2 Период строительства

Основная цель производственного экологического мониторинга на этапе строительства проектируемого объекта заключается в получении достоверной информации о состоянии компонентов природной среды на территории проведения строительных работ для оценки изменений состояния этих компонентов и прогнозирования последствий изменений, а также выдачи рекомендаций для принятия решений по снижению негативного воздействия на окружающую среду.

Объектами экологического мониторинга являются источники воздействия, природные комплексы, их компоненты, а также природные процессы, протекающие в зоне влияния строительства проектируемого объекта.

В ходе строительного мониторинга решаются следующие задачи:

- контроль за выполнением проектных решений при строительстве, включая природоохранные мероприятия, предусмотренные на период строительства;
- оперативный контроль за возникшими неблагоприятными природными процессами и другими нарушениями природной среды;
- изучение отдельных компонентов, показателей и характеристик природной среды;
- информационное обеспечение органов, контролирующих состояние окружающей природной среды.

Производственный экологический мониторинг и контроль в период строительства по признаку контролируемых компонентов окружающей среды подразделяется на:

- мониторинг атмосферного воздуха;
- мониторинг почвенного покрова;
- мониторинг снежного покрова;
- мониторинг поверхностных вод и донных отложений водных объектов и их водоохраных зон;
- мониторинг сточных вод;

- мониторинг растительного и животного мира;
- мониторинг геологической среды (опасных экзогенных явлений и гидрологических явлений).

Так же в рамках инспекционного производственного экологического контроля выполняется контроль за обращением с отходами.

В период строительства объектов стройки ПЭМ и (К) подрядчика осуществляется сторонней организацией, являющейся Победителем конкурсных процедур на выбор Исполнителя по ПЭЖ(М).

Контролируемые параметры и виды контроля в рамках производственного экологического контроля (мониторинга) на период строительства представлены в таблице 9.1.

Расчет затрат на проведение производственного экологического мониторинга и контроля на этапе строительства представлен в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (Приложение П тома 8.1.5 1004023ПД/04-ОВОС1.5). Карта-схема размещения пунктов мониторинга на период строительства представлена в графической части на листе 6 тома 8.1.5 1004023ПД/04-ОВОС1.5.

Предлагаемое размещение пунктов ПЭМ является рекомендованным. За подрядной строительной организацией остается право выбора иной схемы размещения пунктов контроля за состоянием природной среды. Местоположение пунктов ПЭМ является ориентировочным и дается без географических координат. Точное их местоположение, а также координаты определяются непосредственно в момент их отбора.

Производственно-экологический мониторинг (контроль) атмосферного воздуха

Мониторинг атмосферного воздуха на этапе строительства объекта следует выполнять согласно Закону РФ «Об охране атмосферного воздуха».

Мониторинг атмосферного воздуха на данном этапе включает в себя контроль за:

- соблюдением мероприятий по охране атмосферного воздуха в период строительства;
- исправностью применяемой строительной техники, контроль соблюдения правил эксплуатации техники и производства работ;
- уровнем загрязнения атмосферного воздуха и уровнем шумового воздействия на границе жилой зоны.

Перед началом работ выполняется проверка наличия действующего сертификата (свидетельства) о соответствии автотранспорта и строительной техники нормативным требованиям по содержанию загрязняющих веществ в отработавших газах, а также контроль соблюдения правил эксплуатации техники и производства работ.

В соответствии с требованиями СанПиН 2.1.3684-21 в жилой зоне не допускается превышение гигиенических нормативов содержания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе и уровня физического воздействия.

Ближайшей жилой зоной к участкам производства работ являются временные жилые городки газовых промыслов ГП-1, 2 и 4, расположенные вблизи площадок УКПГ-1, 2 и 4 соответственно. В период строительства рекомендуется организовать по одному пункту мониторинга уровня загрязнения атмосферного воздуха и уровня шумового воздействия на границе ВЖК ГП-1, 2 и 4. Пункты контроля атмосферного воздуха и уровня шумового воздействия на границе ВЖК ГП-1, 2 и 4 показаны на схеме расположения пунктов мониторинга в графической части тома 8.1.5 1004023ПД/04-ОВОС1.5 на листе 6.

Отбор проб атмосферного воздуха на содержание загрязняющих веществ должен быть осуществлен под дымовым (газовым) факелом – подфакельные замеры, т.е. при направлениях ветра, способствующих переносу загрязняющих веществ от источников строительной площадки в контрольную точку. Сопутствующие измерения: направление и скорость ветра, температура, относительная влажность воздуха, атмосферное давление.

Отбор проб атмосферного воздуха предусматривается проводить ежеквартально в течение всего периода строительства по неполной программе наблюдений в 7, 13, 19 ч местного декретного времени в соответствии с РД 52.04.186-89 «Руководство по контролю загрязнения атмосферы».

В пункте контроля выбирается площадка, проветриваемая со всех сторон, с непылящим покрытием (асфальт, твёрдый грунт, газон), таким образом, чтобы были исключены искажения результатов измерений наличием зелёных насаждений, зданий и т.п. Отбор проб проводят на высоте от 1,5 до 3,5 метров.

В перечень контролируемых загрязняющих веществ включаются вещества, выбрасываемые в период проведения строительно-монтажных работ, расчетная максимальная приземная концентрация которых составляет более 0,5ПДК в жилой зоне согласно п 3.4 Методического пособия по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, НИИ Атмосфера, СПб, 2012 г.

Измерение шума на территории, непосредственно прилегающей к жилым домам, в соответствии с требованиями ГОСТ 23337-2014 «Шум. Методы измерения шума на селитебной территории и в помещениях жилых и общественных зданий» следует проводить не менее чем в 3-х точках, расположенных на расстоянии 2 м от ограждающих конструкций зданий на высоте $(1,2 \pm 0,1) \text{ м} \div (1,5 \pm 0,1) \text{ м}$ над уровнем поверхности территории.

Измерения уровней шума на открытой территории не должны проводиться во время выпадения атмосферных осадков и при скорости ветра более 5 м/с. При скорости ветра от 1 до 5 м/с следует применять противовеетровое устройство. Микрофон шумомера должен быть направлен в

сторону основного источника шума и удален не менее чем на 0,5 м от человека, проводящего измерения.

При мониторинге шумового воздействия необходимо применять средства измерения не ниже 1-го класса точности, соответствующие требованиям действующих стандартов на средства измерения, позволяющие определять октавные уровни звукового давления L , дБ, третьоктавные уровни звукового давления L , дБ, уровни звука L_A , дБА, эквивалентные уровни звука $L_{A_{экв}}$, дБА и максимальные уровни звука $L_{A_{max}}$, дБА. Предпочтительными для применения являются автоматические интегрирующие шумомеры.

Измерение уровня шума на границе ВЖК ГП-1, 2 и 4 необходимо проводить с периодичностью 1 раз в квартал в дневное время, так как в ночное время строительно-монтажные работы не проводятся.

Производственный экологический мониторинг почвенного покрова

Производственный экологический мониторинг почв (грунтов) на проектируемом объекте проводится согласно Земельному Кодексу РФ, СанПиН 2.1.3684-21.

В период проведения строительства объекта осуществляется контроль за состоянием почвенного покрова, который сводится к:

- соблюдению границ территории отведенной для строительства объекта;
- соблюдению мероприятий по охране почвенного покрова (грунтов) от загрязнения, предусмотренных проектом;
- наблюдению за химическим загрязнением почвенного покрова (грунта).

Мониторинг почвенного покрова выполняется 1 раз на завершающем этапе строительства.

Схема размещения пунктов контроля почв на отводимых под строительство землях установлена согласно требований ГОСТ 17.4.3.01-2017, ГОСТ 17.4.4.02-2017, Методическим рекомендациям по выявлению деградированных и загрязненных земель и с учетом специфики выполняемых работ.

Отбор проб для площадок УКПГ/УППГ осуществляется по четырех румбовой системе, для данных площадных объектов организуется отбор четырех контрольных проб. Количество пробных контрольных площадок при строительстве в пределах зоны потенциального воздействия составит – 24 площадки.

Для площадок МКУ осуществляется отбор одной контрольной пробы. Количество пробных контрольных площадок при строительстве в пределах зоны потенциального воздействия составит – 28 площадок.

Карта-схема размещения пунктов мониторинга почв для площадных объектов представлена в графической части на листе 6 тома 8.1.5 1004023ПД/04-ОВОС1.5.

Дополнительно в зоне потенциального воздействия строительства линейных объектов (в т.ч. объектов инфраструктуры) на почвенный покров рекомендуется заложить контрольные площадки в соответствии с требованиями ГОСТ 17.4.3.01-2017 «Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к отбору проб». Количество пробных контрольных площадок при строительстве в пределах зоны потенциального воздействия составит – 128 площадок.

Фоновые площадки отбора проб почв настоящим проектом не закладываются, так как фоновые пробы почв отбираются в рамках действующей программы мониторинга Ямбургского месторождения.

Пункты контроля располагаются не далее, чем 20 метров от границы площадки с учетом размещения существующих производственных объектов.

С каждой пробной площадки размерами 10 x 10 м выполнить отбор пяти точечных проб, по диагонали, массой 200 г с глубины 0-0,2 м. Из точечных проб одной площадки составляют одну объединенную, путем тщательного перемешивания точечных. Масса объединенной пробы должна быть не менее 1 кг.

Отбор проб почв, их хранение до проведения анализа, а также их подготовка к анализу должны осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ 28168-89, 17.4.3.01-2017, ГОСТ 17.4.4.02-2017. В процессе транспортировки и хранения почвенных проб должны быть приняты меры по предупреждению возможности их загрязнения.

Перечень контролируемых химических показателей установлен в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.3684-21. Контролируемыми показателями являются: тяжелые металлы: свинец, кадмий, цинк, медь, никель, мышьяк, ртуть, нефтепродукты, водородный показатель (рН), солевой и водный, гранулометрический состав, содержание гумуса.

Проведение лабораторно-инструментальных исследований в рамках производственного экологического мониторинга почв будет осуществляться по заключенному договору лаборатория, аттестованная и (или) аккредитованная в установленном порядке на производство таких работ.

Используемая при анализе почвы аппаратура должна иметь действующее свидетельство о проверке.

Основными критериями, используемыми для оценки степени загрязнения почв, являются ПДК химических веществ в почве по СанПиН 1.2.3685-21.

Используемые при проведении анализов почв методики должны быть внесены в государственный реестр методик количественного химического анализа (аттестованные в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений»).

Состав контролируемых параметров, схема размещения пунктов контроля, регламент наблюдений при необходимости согласовывается с территориальными органами исполнительной власти, уполномоченными в области охраны и использования земель.

После окончания строительства проектируемого объекта проводится визуальный контроль качества проведенной рекультивации. Визуальный контроль выполнения работ по рекультивации нарушенных земель выполняется строительной организацией, проводящей работы по рекультивации.

Производственно-экологический мониторинг поверхностных вод и донных отложенных водных объектов и их водоохранных зон

Воздействие на поверхностные водные объекты в период строительства осуществляется при сооружении переходов через водные объекты.

Мониторинг поверхностных вод и донных отложений рекомендуется проводить 1 раз на завершающем этапе строительства переходов через водные объекты.

В местах переходов через водные объекты (на реках, ручьях, озерах) рекомендуется предусмотреть пункты наблюдения, в которых организовать по два пункта мониторинга, один из которых необходимо разместить далее, чем в 500 м выше источника загрязнения (вне влияния источника воздействия) и не далее, чем в 500 м ниже источника загрязнения.

Качество воды в пробе, отобранной выше по течению источника загрязнения, характеризует фоновое значение показателей состава и свойств воды водотока, ниже по течению – влияние проводимых работ на состав и свойства воды водотока. Схема размещения точек отбора проб воды в водном объекте принята согласно ГОСТ 17.1.3.07-82, РД 52.24.309-2016.

В каждом створе наблюдаемых водного объекта выполнить отбор одной пробы воды. Отбор, транспортировка, хранение проб воды проводится в соответствии с ГОСТ Р 51592-2000. Перечень контролируемых показателей установлен согласно ГОСТ 17.1.3.07-82, РД 52.24.309-2016 с учетом специфики загрязнений, поступающих в водный объект при выполнении намечаемой хозяйственной деятельности: температура, водородный показатель (рН), взвешенные вещества, растворенный кислород, БПК, ХПК, нефтепродукты, железо общее.

Основными критериями, используемыми для оценки степени загрязнения воды в водотоке, являются ПДК химических веществ в воде по СанПиН 1.2.3685-21, значения концентраций вредных веществ в фоновом створе.

В период проведения наблюдений за поверхностными водами необходимо выполнить оценку состояния донных отложений под воздействием строительных работ в створах поверхностных вод. Сроки отбора проб донных отложений совмещать со сроками отбора проб воды.

В каждом створе выполнить отбор 5 точечных проб донных отложений, из них составить одну объединенную. Отбор, хранение, консервацию и транспортировку проб донных отложений выполнить в соответствии с ГОСТ 17.1.5.01-80, РД 52.24.609-2013.

Перечень загрязняющих веществ в донных отложениях, подлежащих контролю, принят согласно РД 52.24.609-2013, с учетом источников загрязнения: нефтепродукты, свинец, цинк,

кадмий, медь, железо, водородный показатель (рН) водный и солевой, гранулометрический состав.

Критерием оценки степени загрязнения донных отложений принять значения ПДК загрязняющих веществ в почвах, значения показателей, полученные в фоновом створе и в при инженерно-экологических изысканиях.

Для проведения лабораторно-инструментальных исследований в рамках производственного экологического мониторинга воды и донных отложений необходимо заключить договор с лабораторией, аттестованной и (или) аккредитованной в установленном порядке на производство такого вида работ.

Состав контролируемых параметров, схема размещения пунктов контроля, регламент наблюдений должны быть согласованы с территориальными органами исполнительной власти, уполномоченными в области охраны и использования водных ресурсов.

Мониторинг изменения состояния водоохраных зон и прибрежных защитных полос проводится на водных объектах, пересекаемых трассой газопровода, в зоне временной полосы отвода земель рассматриваемого участка. Маршрутное обследование водоохранной зоны на предмет наличия стоков загрязненных вод, проливов нефтепродуктов, загрязнения промышленным и хозяйственным мусором, случаев несанкционированной хозяйственной деятельности в пределах водоохранной зоны, развития экзогенных процессов осуществляется в период отбора проб воды и донных отложений.

Мониторинг растительного и животного мира

Проектом предусмотрено проведение мониторинга растительного и животного мира на завершающем этапе строительства.

Мониторинг растительного и животного мира на этапе строительства проектируемого объекта заключается в:

- контроле за соблюдением мероприятий по охране растительного и животного мира, предложенных настоящим проектом;
- рекогносцировочном обследовании территории строительства (в осеннее-летний период) с целью выявления и оценки состояния растительных сообществ и представителей животного мира и среды их обитания.

Критерием оценки состояния растительного и животного мира на территории строительства являются исследования, проведенные на этапе фонового мониторинга (в составе инженерно-экологических изысканий) до воздействия проектируемой хозяйственной деятельности на окружающую среду.

После окончания строительства проектируемого объекта проводится визуальный контроль качества проведенной рекультивации. Визуальный контроль выполнения работ по рекуль-

тивации нарушенных земель выполняется строительной организацией, проводящей работы по рекультивации.

Мониторинг растительного мира

При рекогносцировочном обследовании рассматриваемой территории рекомендуется изучение следующих качественных и количественных параметров растительного покрова:

- видовое разнообразие;
- встречаемость, обилие, проективное покрытие растений;
- жизненность растений;
- состав, структура и динамика растительных сообществ;
- общее состояние растительности.

В случае выявления угнетенных представителей растительного мира и других нарушений его естественного состояния, следует принять соответствующие меры по устранению причин негативного воздействия.

Мониторинг животного мира

При рекогносцировочном обследовании территории проведения строительства необходимо включить следующие характеристики животного мира:

- биоразнообразие;
- фоновые виды;
- размерные показатели и пищевая специализация основных видов;
- плотность населения по биотопам, их численность;
- экологическая структура популяций (пространственная, демографическая).

В случае нарушения среды обитания животного мира на рассматриваемой территории следует принять соответствующие меры по ее восстановлению.

Мониторинг растительного покрова и животного мира осуществить 1 раз в период строительства проектируемого объекта.

Мониторинг животного мира наземных экосистем проводится методом маршрутных учетов и на площадках зоологического мониторинга. Площади зоологического мониторинга и маршруты закладываются в границах комплексных участков описания растительности и животного мира. Площадки и маршруты закладываются в зоне воздействия строительства и за пределами зоны воздействия. Точное местоположение площадок мониторинга животного мира определяется после проведения рекогносцировочных маршрутов в начале первого цикла мониторинговых исследований.

Мониторинг геологической среды (опасных экзогенных явлений и гидрологических явлений)

Мониторинг геологической среды включает в себя контроль за состоянием ММГ и проявлением ОГП.

Мониторинг геологической среды выполняется на завершающем этапе строительства в зоне потенциального воздействия строительства линейной части газопровода (в т.ч. объектов инфраструктуры) на геологическую среду. В процессе организации мониторинговых работ проведение обследований полосы землеотвода на предмет наличия и развития ОГП необходимо выполнить в начале, во время строительства и после окончания строительных работ.

Основным направлением работ является оценка интенсификации в полосе отвода (зоне прямого воздействия на геологическую среду), а также в зоне возможного влияния строительства экзогенных процессов и гидрологических явлений, представляющих опасность для инженерных конструкций или ведущих к изменению ландшафтной структуры рассматриваемой территории.

Пунктами мониторинга геологической среды являются площадки строительства и автомобильные дороги. Точное расположение и количество пунктов контроля определяется по результатам полевого обследования.

При проведении визуального мониторинга геологической среды контролируются:

- масштаб развития процессов (площадь и характер ГП);
- площадная пораженность территории, %;
- плановые очертания и размеры очагов развития процессов;
- расстояния от участков проявления ГП до трассы газопровода.

Мониторинг (контроль) сточных вод

Обеспечение ВЖГС и участков производства работ водой для хозяйственно-питьевых и производственных нужд предполагается привозной водой из сетей п. Ямбург. Забор воды из поверхностных и подземных источников и организованный сброс сточных вод в поверхностные водные объекты и подземные горизонты в период строительства объекта не предусмотрены.

Хозяйственно-бытовые сточные воды вывозятся на действующие КОС-4500 ООО «Газпром добыча Ямбург», расположенные в непосредственной близости от п. Ямбург.

Производственные сточные воды после испытаний трубопроводов передаются ООО «Газпром энерго».

На этапе строительства необходимо осуществлять производственный экологический контроль за сбором, объемами вывозимых сточных вод, соблюдением графика вывоза сточных вод, рациональным использованием воды, в том числе за объемами водопотребления и выполнением мероприятий по охране и рациональному использованию водных ресурсов, предусмотренных проектом.

В связи с тем, что проектными решениями не предусматривается организованный сброс сточных вод в водный объект, мониторинг (контроль) качества сточных вод на этапе строительства не проводится.

Мониторинг (контроль) обращения с отходами

Производственный экологический мониторинг обращения с отходами создается и функционирует на основании Закона РФ «Об отходах производства и потребления» и включает в себя:

- учет количества образовавшихся и переданных другим организациям отходов;
- визуальный контроль за местами накопления отходов;
- контроль за своевременным вывозом отходов;
- оценку воздействия отходов на окружающую среду.

Перед началом строительства необходимо назначить ответственного за сбор, накопление и транспортировку отходов и провести инструктаж о сборе, накоплении, транспортировке отходов и промсанитарии персонала в соответствии с требованиями нормативно-методической литературы, действующей в сфере обращения с отходами, а также требованиями территориальных органов ГСЭН и экологии.

В связи с тем, что накопление отходов на площадке временное (ограничено сроками строительства), в специально отведенных местах с соблюдением мероприятий по сокращению воздействия отходов на окружающую среду, мониторинг обращения с отходами сводится к визуальному контролю мест накопления отходов, к учету образовавшихся и переданных другим предприятиям и своевременному вывозу. Размещение пунктов контроля для определения показателей влияния отходов на компоненты окружающей среды инструментальными методами на площадках строительства нецелесообразно, т.к. они не относятся к объектам захоронения, длительного хранения отходов, либо временного хранения отходов 1 класса опасности.

Так же в рамках инспекционного производственного экологического контроля выполняется контроль за обращением с отходами (п. 11.3).

Мониторинг состояния снежного покрова

Мониторинг проводится с целью оценки негативного воздействия строительных работ на загрязнение снежного покрова.

Перечень наблюдаемых параметров определяется в соответствии с разделом 5 части 11 и с учетом разделов 3.4.4 и 3.4.6 части 1 РД 52.04.186-89 «Руководства по контролю загрязнения атмосферы», «Методическими рекомендациями по оценке степени загрязнения атмосферного воздуха населенных пунктов металлами по их содержанию в снежном покрове и почве (утв. Главным государственным санитарным врачом СССР от 15.05.1990 № 5174-90)», с учетом компонентного состава выбросов загрязняющих веществ от источников, а также монографии

Василенко В.Н., Назарова И.М., Фридман Ш.Д. и др. «Мониторинг загрязнения снежного покрова» (Л., Гидрометеоиздат, 1985).

Отбор проб снежного покрова производится для каждого площадного объекта 1 раз на завершающем этапе строительства.

Пункты наблюдений атмосферных осадков для площадок УКПГ/УППГ размещаются вблизи проектируемых площадных объектов по четырех румбовой системе не ближе 50 м к границам площадок и не далее 200 м от них. Для площадок МКУ организуется по одному пункту наблюдений атмосферных осадков не ближе 50 м к границам площадок и не далее 200 м от них.

Фоновые площадки отбора проб почв настоящим проектом не закладываются, так как фоновые пробы почв отбираются в рамках действующей программы мониторинга Ямбургского месторождения.

Карта-схема размещения пунктов мониторинга снежного покрова для площадных объектов представлена в графической части на листе 6 тома 8.1.5 1004023ПД/04-ОВОС1.5.

Вдоль трасс линейных объектов проводятся визуальные наблюдения. В ходе маршрутных обследований осуществляется выявление очагов загрязнения.

Отбор и анализ проб снежного покрова осуществляется согласно требованиям и рекомендациям ГОСТ 17.1.5.05-85 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к отбору проб поверхностных и морских вод, льда и атмосферных осадков». Пробы твердых осадков (снег, град) переводят в талую воду при комнатной температуре в сборных емкостях.

Для проведения химических анализов используются методики, допущенные к применению при выполнении работ в области мониторинга загрязнения окружающей среды, либо внесенные в государственный реестр методик количественного химического анализа.

Мониторинг подземных вод

Проектируемый объект расположен в зоне многолетнемерзлых пород, таким образом, проведение мониторинга подземных вод в период строительства проектируемого объекта не целесообразно.

Мониторинг состояния окружающей среды при возникновении аварийных ситуаций

Основным фактором, определяющим уровень воздействия на окружающую среду в результате аварий, является загрязнение компонентов окружающей среды, характеризующееся:

- площадью и степенью загрязнения почвы;
- площадью и степенью загрязнения водных объектов;
- количеством загрязняющих веществ, поступивших в атмосферный воздух;
- состоянием объектов растительного и животного мира.

В период строительства основными возможными аварийными ситуациями при проведении работ могут быть следующие:

- все виды происшествий, связанные с погрузо-разгрузочными работами (удары, наезды техники, падение людей, грузов);
- разлив топлива при хранении и заправке автотранспорта и спецтехники;
- пожар.

Наиболее вероятной аварией является пролив дизельного топлива при заправке техники. При заправке автомобиля в бензобак возможен перелив топлива или пролив топлива из шланга при его повреждении. В результате испарения пролива топлива образуется облако паров дизельного топлива. Интенсивность испарения зависит от температуры воздуха. При наличии источника зажигания возможно возгорание пролива.

Наиболее опасной аварией является разгерметизация цистерны топливозаправщика с растеканием топлива на площадке и возможным возгоранием.

Воздействие на окружающую среду от аварийных ситуаций в период строительства рассмотрено в п. 9.1.

Контролируемые параметры

Контроль качества атмосферного воздуха

Последствием аварийной ситуации может быть загрязнение приземного слоя атмосферы с превышением ориентировочно безопасного уровня воздействия различного перечня загрязняющих веществ. При этом, следует учитывать, что дизельное топливо обладает низкой эмиссионной способностью и его пары практически безопасны при температурах окружающей среды, т.е. концентрация их всегда ниже нижнего концентрационного предела. Пары дизельного топлива опасны только при температурах выше +55 °С.

Дизельное топливо довольно трудно поджечь открытым огнем, оно загорается только тогда, когда происходит испарение и нагрев паров, от поднесенного огня возникновение взрыва в открытом пространстве практически исключено.

В случае возгорания дизтоплива основными компонентами выбросов являются: азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота); азот (II) оксид (Азот монооксид); гидроцианид (Синильная кислота, нитрил муравьиной кислоты, цианистоводородная кислота, формонитрил); углерод (Пигмент черный); сера диоксид; углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ); формальдегид (Муравьиный альдегид, оксаметан, метиленоксид); этановая кислота (Этановая кислота; метанкарбоновая кислота).

В случае аварии без возгорания – дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид), алканы C12-19 (в пересчете на С).

Контроль качества поверхностных вод

Последствием аврийной ситуации может быть загрязнение водных объектов горюче-смазочными материалами (ГСМ), смываемыми со строительных площадок с атмосферными осадками.

В случае аварийного разлива вблизи водного объекта производится отбор проб на нефтепродукты.

Контроль качества почвенно-растительного покрова

Возникновение аварийных ситуаций, связанных с разливом ГСМ, возможно в случае пролива ГСМ при заправке транспортных средств, неплотностей оборудования топливной системы строительных машин и механизмов. Пролив ГСМ возможен только в местах хранения и использования ГСМ (местах стоянки техники и автотранспорта), а также на участках передвижения строительных и транспортных средств.

В случае возникновения аварийных ситуаций, связанных с проливом или утечкой горюче-смазочных материалов, возможно возникновение риска повреждения почвенного и растительного покрова.

В случае аварии производится отбор проб почв на нефтепродукты.

Животный мир

В случае разлива ГСМ основному воздействию подвергнутся насекомые и почвенные беспозвоночные. Так же довольно сильный ущерб будет нанесен местообитаниям животных. Попадание ГСМ в водоемы может вызвать гибель ихтиофауны.

Контроль обращения с отходами

В период строительства наиболее вероятной аварийной ситуацией будет являться пролив дизельного топлива при заправке техники, обусловленный переливом топлива из бензобака автомашин/спецтехники или пролив топлива из шланга при его механическом повреждении.

При проливах на открытых площадках кроме опасности возникновения пожара и потерь сырья возникают риски попадания загрязняющих веществ в ливневые сточные воды и водные объекты, загрязнения почв, подземных вод. Проливы ГСМ на открытых площадках удаляются песком, который затем помещается в специально предназначенной закрывающийся контейнер, или с использованием биоразлагаемых сорбентов.

При значительном проливе нефтепродуктов на почву возможно снятие части нефтезагрязненного грунта.

Основными видами отходов при ликвидации аварийных разливов являются:

- песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более) 3 класс опасности, код по ФККО – 9 19 201 01 39 3;
- ветошь, загрязненная нефтепродуктами, образующаяся при протирке рук спецперсонала, занятого в работах по ликвидации аварийных ситуаций, которая классифицируется как «Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами менее 15% и более), 3 класс опасности, код по ФККО 9 19 204 01 60 3;
- грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %), 4 класс опасности, код по ФККО 9 31 100 03 39 4.

Любые образующиеся отходы должны быть собраны и удалены с места проведения работ на специально отведенные площадки для накопления с целью последующей передачи для

утилизации, обезвреживания и размещения в специализированные организации, которые имеют лицензию на осуществление деятельности в области обращения с отходами.

Регламент проведения мониторинга воздействия на окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций представлен в таблице 9.2.

Таблица 9.1 Контролируемые параметры и виды контроля в рамках производственного экологического контроля (мониторинга) на период строительства

Контролируемая среда	Объект контроля	Место отбора проб или проведения исследований	Контролируемые параметры	Вид контроля	Нормативный документ	Периодичность контроля	Ответственный исполнитель
Атмосферный воздух	передвижные источники загрязнения атмосферы	автотранспорт и спецтехника	согласно регламента техосмотра соответствующего вида автотранспорта и спецтехники	инструментальный (на станции техосмотра)	регламент техосмотра соответствующего вида автотранспорта и спецтехники	согласно регламенту техосмотра соответствующего вида автотранспорта и спецтехники	подрядная организация, осуществляющая строительномонтажные работы
	на границе нормируемых территорий	на границе ВЖК УКПГ-1, 2 и 4	Метеопараметры (атмосферное давление, влажность воздуха, направление ветра, скорость ветра, температура воздуха), концентрации ЗВ (азота диоксид, азота оксид, углерода оксид, пыль неорганическая 70-20% SiO ₂), шум	инструментальный	СанПиН 2.1.3684-21 РД 52.04.186-89 ГОСТ 23337-2014	ежеквартально	подрядная организация, осуществляющая строительномонтажные работы
Почвы	зона воздействия при строительстве проектируемого объекта (полоса отвода и прилегающие территории)	для площадок УКПГ/УППГ по четырех румбовой системе, для площадок МКУ – один пункт наблюдений; дополнительно в зоне потенциального воздействия строительства линейных объектов	тяжелые металлы (свинец, кадмий, цинк, медь, никель, мышьяк, ртуть), нефтепродукты, водородный показатель (рН), солевой и водный, гранулометрический состав, содержание гумуса	инструментальный	СанПиН 2.1.3684-21 СанПиН 1.2.3685-21 ГОСТ 17.4.3.01-2017 ГОСТ 17.4.4.02-2017	на завершающем этапе строительства	подрядная организация, осуществляющая строительномонтажные работы
Снежный покров	зона воздействия при строительстве проектируемого объекта (полоса отвода и прилегающие территории)	для площадок УКПГ/УППГ по четырех румбовой системе, для площадок МКУ – один пункт наблюдений	общий анализ проб снеговой воды и осадка	инструментальный	РД 52.04.186-89 ГОСТ 17.1.5.05-85	на завершающем этапе строительства	подрядная организация, осуществляющая строительномонтажные работы
Поверхностные воды и донные отложения	в местах переходов через водные объекты	не далее, чем в 500 м выше источника загрязнения (вне влияния источника воздействия) и не далее, чем в 500 м ниже источника загрязнения	Вода: температура, водородный показатель (рН), взвешенные вещества, растворенный кислород, БПК, ХПК, нефтепродукты, железо общее; Донные отложения: нефтепродукты, свинец, цинк, кадмий, медь, железо, водородный показатель (рН) водный и солевой, гранулометрический состав	инструментальный	ГОСТ Р 51592-2000 ГОСТ 17.1.3.07-82 РД 52.24.309-2016 СанПиН 1.2.3685-21 ГОСТ 17.1.5.01-80 РД 52.24.609-2013	на завершающем этапе строительства переходов через водные объекты	подрядная организация, осуществляющая строительномонтажные работы
Растительный и животный мир	территория, прилегающая к проектируемым объектам	по результатам полевого обследования	состояние флоры и фауны	визуальный	ФЗ от 24.04.1995 г. № 52-ФЗ «О животном мире» (ст.22) Лесной кодекс РФ от 4 декабря 2006 г. № 200-ФЗ Земельный кодекс РФ от 25 октября 2001 г. № 136-ФЗ	на завершающем этапе строительства	подрядная организация, осуществляющая строительномонтажные работы
Подземные (грунтовые) воды	воздействие отсутствует						
Геологическая среда (опасные экзогенные и гидрологические явления)	территория, прилегающая к проектируемым объектам	по результатам полевого обследования	состояние ММГ и проявление ОГП	визуальный	ФЗ от 10.01.2002 №7-ФЗ «Об охране окружающей среды»	на завершающем этапе строительства	подрядная организация, осуществляющая строительномонтажные работы

Контролируемая среда	Объект контроля	Место отбора проб или проведения исследований	Контролируемые параметры	Вид контроля	Нормативный документ	Периодичность контроля	Ответственный исполнитель
Отходы производства и потребления	образовавшиеся, утилизированные, обезвреженные, переданные другим лицам или полученные от других лиц, а также размещенные отходы	места нахождения отходов	-	визуальный, инспекционный контроль	ФЗ-89 «Об отходах производства и потребления»; Приказ МПР РФ от 01.09.2011 № 721	периодичность проведения контроля устанавливается по мере образования, использования, обезвреживания отходов, передачи отходов другим лицам или получения отходов от других лиц, размещения отходов	подрядная организация, осуществляющая строительные-монтажные работы

Таблица 9.2 Регламент производственного экологического контроля и мониторинга при возникновении аварийных ситуаций при строительстве

Площадь и форма поражения	Компоненты окружающей среды, подлежащие мониторингу	Критерий оценки загрязнения окружающей среды	Виды наблюдений	Контролируемые параметры	Зоны контроля	Периодичность контроля
Определяется по факту возникновения аварийной ситуации	Атмосферный воздух	Наличие превышений ПДК атмосферного воздуха	Отбор проб атмосферного воздуха на границе нормируемых территорий	Азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота); Азот (II) оксид (Азот монооксид); Гидроцианид (Синильная кислота, нитрил муравьиной кислоты, цианистоводородная кислота, формонитрил); Углерод (Пигмент черный); Сера диоксид; Углерода оксид (Углерод окись; углерод монооксид; угарный газ); Формальдегид (Муравьиный альдегид, оксометан, метиленоксид); Этановая кислота (Этановая кислота; метанкарбоновая кислота); Дигидросульфид (Водород сернистый, дигидросульфид, гидросульфид); Алканы C12-19 (в пересчете на C)	ВЖК УКПГ-1, 2 и 4; н.п. Ямбург	1-ый этап – проводится сразу после фиксации аварийной ситуации; 2-ой этап – по окончании этапа устранения аварийной ситуации до достижения предельно-допустимых концентраций загрязняющих веществ
	Водные объекты	Наличие загрязнения водной среды	Определяется визуально по факту возникновения аварийной ситуации	Площадь загрязнения	Водные объекты	1-ый этап – проводится сразу после фиксации аварийной ситуации; 2-ой этап – по окончании этапа устранения аварийной ситуации до достижения предельно-допустимых концентраций загрязняющих веществ
		Наличие превышений ПДК в воде и донных отложениях	Отбор проб воды и донных отложений	Нефтепродукты	Водные объекты	
	Почвенный покров	Наличие загрязнения почвенного покрова	Определяется визуально по факту возникновения аварийной ситуации	Площадь загрязнения	Определяется по факту	1-ый этап – проводится сразу после фиксации аварийной ситуации; 2-ой этап – по окончании этапа устранения аварийной ситуации до достижения предельно-допустимых концентраций загрязняющих веществ
Наличие превышений ПДК в почве		Отбор проб почвы	Нефтепродукты	Прямая зона воздействия и зона косвенного воздействия		
Растительность, Животный мир	Сокращение устойчивой популяции в зоне воздействия	Визуальные состояния растительного и животного мира	Параметры ПЭМ при безаварийной работе (видовой состав, численность, плотность)	Прямая зона воздействия	1-ый этап – проводится сразу после фиксации аварийной ситуации; 2-ой этап – по окончании этапа устранения аварийной ситуации	

9.3 Производственный экологический контроль (ПЭК) в период строительства

Контроль выполнения природоохранных проектных решений и соблюдения экологических норм

В ходе работ необходимо осуществлять следующие мероприятия:

- выезд специалистов на объект;
- проведение необходимых замеров инспектируемых участков (размеры, координаты);
- проведение наблюдений за выполнением работ на объекте;
- проверка выполнения на объекте природоохранных проектных решений и соблюдения экологических норм;
- фиксация фактов наличия и устранения нарушений природоохранных требований;
- встречи и переговоры с непосредственными исполнителями работ (персонал) и руководством;
- проверка наличия и полноты проектной, разрешительной экологической документации, первично-учетной документации и статистической отчетности;
- предъявление требований по устранению выявленных нарушений природоохранных требований.

Исполнитель ПЭК на период строительства – специализированная организация по договору, выбираемая на конкурсной основе.

В рамках работ необходимо вести контроль выполнения природоохранных проектных решений и соблюдения экологических норм по следующим направлениям:

- контроль норм отвода и целевого использования земель;
- контроль мероприятий по сохранению объектов растительного и животного мира;
- контроль мероприятий по охране недр;
- контроль экологического состояния водоохранных зон водных объектов;
- контроль мероприятий по хранению, обезвреживанию и утилизации отходов;
- контроль мероприятий по предотвращению возникновения и активизации опасных экзогенных геологических процессов и гидрологических явлений;
- контроль природоохранных проектных и нормативных решений при выполнении основных производственных операций;
- контроль выполнения мероприятий, указанных в заключениях экспертиз, проверок, предписаниях надзорных природоохранных органов;
- контроль наличия и ведения документации по вопросам охраны окружающей среды;

- контроль технического состояния объектов природоохранного назначения.

ПЭК в период проведения строительства осуществляется на площадках строительства и вдоль трасс подъездных дорог.

ПЭК осуществляется в течение всего периода строительства проектируемого объекта. Периодичность производственного экологического контроля устанавливается с учетом графика проведения тех или иных видов строительных работ.

В связи с отсутствием нормативно закрепленных требований к периодичности осуществления ПЭК, периодичность проверок ПЭК предусматривается 1 раз в два месяца в течение всего периода строительства.

По итогам проведения ПЭК следует оформлять следующие документы:

- акты проверки соблюдения природоохранных требований;
- протоколы регистрации экологических нарушений;
- ведомости выявления и устранения экологических нарушений;
- фотографические материалы.

В Актах проверки соблюдения природоохранных требований фиксируются факты отсутствия или несоответствия природоохранной документации нормативным требованиям.

Данные акты должны содержать описание выявленных экологических нарушений за отчетный период и описание всех ранее выявленных неустраненных экологических нарушений на предшествующих этапах контроля с информацией об их устранении. В состав фиксируемых экологических нарушений необходимо включать информацию об отсутствии необходимой природоохранной документации у подрядных организаций, осуществляющих определенные виды работ на объекте. Акты подписываются представителем исполнителя работ по ПЭМик, ответственными представителями генеральной подрядной и субподрядной организаций, а также куратором по данному объекту соответствующего территориального управления Заказчика.

Акты выявленных экологических нарушений предоставляются следующим участникам:

- ответственному представителю генеральной подрядной строительной/эксплуатирующей организации;
- территориальному управлению Заказчика (с соответствующими фотоматериалами и комментариями);
- подразделению Заказчика, ответственному за охрану окружающей среды.

Контроль образования отходов производства и потребления

Контроль предназначен для оценки процессов обращения с отходами на предмет их соответствия установленным экологическим санитарным и иным требованиям в области охраны окружающей среды и определяется основными положениями Федеральных законов РФ: №89-ФЗ от 24 июня 1998 года «Об отходах производства и потребления», №7-ФЗ от 10 января 2002 года

«Об охране окружающей среды», №52-ФЗ от 30 марта 1999 года «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения».

Контроль в области обращения с отходами предусматривает:

- проведение инвентаризации отходов и мест их размещения;
- ведение учета образовавшихся, использованных, размещенных, переданных другим лицам отходов;
- проверку соблюдения нормативов образования отходов, а также природоохранных, санитарных, противопожарных и иных требований законодательства.

Результаты контроля используются в целях формирования необходимой отчетности.

Определение типа, класса опасности и количества отходов осуществляется по мере их образования и накопления.

Контроль в области обращения с отходами производства и потребления осуществляется в местах накопления отходов.

Контроль в области обращения с отходами включает документооборот и визуальный контроль за выполнением экологических, санитарных и нормативно-технических требований к отходам, ведение статистического учета в области обращения с отходами в порядке, установленном законодательством РФ.

Производственный экологический контроль принято осуществлять с периодичностью 1 раз в месяц.

Заявленная периодичность производственного экологического контроля обусловлена: необходимостью осуществления контроля при всех видах подготовительных и основных строительномонтажных работ на объекте строительства, а также отсутствием возможности (по организационно-техническим и бюджетным основаниям) обеспечить постоянное присутствие инспектора ПЭК на объекте строительства.

В период строительства объектов стройки ПЭМ и (К) подрядчика осуществляется сторонней организацией, являющейся Победителем конкурсных процедур на выбор Исполнителя по ПЭК(М).

9.4 Период эксплуатации

Основной целью экологического мониторинга в период эксплуатации является контроль за состоянием и загрязнением компонентов природной среды в зоне влияния предприятия путем сбора измерительных данных, интегрированной обработки и анализа этих данных, распределения результатов мониторинга между пользователями и своевременного доведения мониторинговой информации до должностных лиц.

В задачи ЛЭМ в период эксплуатации входит:

- осуществление регулярных и длительных наблюдений за видами техногенного воздействия эксплуатируемого объекта на различные компоненты природной среды и оценка их изменения;
- осуществление регулярных и длительных наблюдений за состоянием компонентов природной среды и оценка их изменения;
- анализ и обработка полученных в процессе мониторинга данных.

Результаты ЛЭМ используются в целях:

- контроля за соблюдением соответствия воздействия эксплуатации проектируемых сооружений на различные компоненты окружающей природной среды предельно допустимым нормативным нагрузкам;
- контроля за соблюдением соответствия состояния компонентов окружающей природной среды санитарно-гигиеническим и экологическим нормативам;
- разработки и внедрения мер по охране окружающей природной среды.

Система ЛЭМ строится на базе технических, программных, информационных и организационных средств в соответствии со следующими принципами:

- централизованный сбор информации от территориально распределительных объектов системы ЛЭМ, единый экосистемный анализ этой информации;
- единство информационной технологии всех составных частей системы ЛЭМ, что минимизирует затраты на их стыковку, исключает потери информации, повышает надежность и эффективность функционирования всей системы в целом и ее составных частей в отдельности;
- работы системы в режиме реального времени, при котором осуществляется регулярный коммуникационный обмен оперативной информацией между всеми ее элементами по единой технологической программе;
- открытость архитектуры системы, позволяющая осуществлять ее поэтапное наращивание и модернизацию.

В настоящее время на Ямбургском месторождении экологический мониторинг состояния окружающей среды проводится в соответствии с «Программой локального экологического мониторинга Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения на 2021-2025 гг.». Указанная программа согласована в установленном порядке в Департаменте природно-ресурсного регулирования, лесных отношений и развития нефтегазового комплекса ЯНАО.

В соответствии с программой локального экологического мониторинга на Ямбургском месторождении проводится мониторинг геохимического (гидрохимического) состояния компонентов окружающей среды, а также мониторинг механических нарушений природных комплексов (ландшафтов) и мониторинг состояния и развития экзогенных процессов.

Мониторинг геохимического (гидрохимического) состояния компонентов окружающей среды на Ямбургском месторождении включает организацию мониторинга атмосферного воздуха, снежного покрова, мониторинга поверхностных вод и донных отложений, почвенного покрова, подземных вод.

Мониторинг механических нарушений ландшафтов на территории лицензионного участка организуется для наблюдения за состоянием природных комплексов и развитием экзогенных процессов под действием антропогенной нагрузки.

ПЭК и ЛЭМ выполняется экологическими службами филиала «Инженерно-технический центр» (ИТЦ) ООО «Газпром добыча Ямбург».

Аналитические исследования осуществляются силами собственных лабораторий ИТЦ (Заполярная лаборатория экологического контроля (ЗЛЭК); Ямбургская лаборатория экологического контроля (ЯЛЭК)), а также силами сторонних лабораторий из г. Тюмень (АО «Региональный аналитический центр», договор №723-13/20 от 25.05.2020 г.).

Лаборатории аккредитованы в качестве Испытательных лабораторий в соответствии с требованиями ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009.

Мониторинг атмосферного воздуха

Мониторинг выбросов загрязняющих веществ на предприятии создается и функционирует на основании Закона РФ «Об охране атмосферного воздуха», Постановлениям Правительства РФ №373.

Производственный экологический мониторинг атмосферного воздуха в период эксплуатации включает в себя оценку качественного и количественного состава выбросов непосредственно на источнике.

Контроль выбросов загрязняющих веществ на источниках следует проводить в соответствии с планом-графиком контроля нормативов НДВ. План-график контроля нормативов НДВ на проектируемых источниках выбросов представлен в п. 10.2.1.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ от источников допускается проводить расчетным путем. В соответствии с п. 9.1.3 Приказа МПР от 28 февраля 2018 года № 74 «Об утверждении требований к содержанию программы производственного экологического контроля, порядка и сроков представления отчета об организации и о результатах осуществления производственного экологического контроля» расчетные методы контроля используются для определения показателей загрязняющих веществ в выбросах стационарных источников в следующих случаях:

- отсутствие аттестованных в установленном законодательством Российской Федерации о единстве измерений порядке методик измерения загрязняющего вещества;
- отсутствие практической возможности проведения инструментальных измерений выбросов, в том числе высокая температура газовоздушной смеси, высокая

скорость потока отходящих газов, сверхнизкое или сверхвысокое давление внутри газохода, отсутствие доступа к источнику выбросов;

- выбросы данного источника по результатам последней инвентаризации выбросов формируют приземные концентрации загрязняющих веществ или групп суммации в атмосферном воздухе на границе территории объекта менее 0,1 доли предельно допустимых концентраций.

В план-график контроля не включаются вещества, выброс которых по результатам рассеивания не превышает 0,1 ПДК м.р. на границе предприятия.

Производственный лабораторный контроль за соблюдением нормативов НДС и отчетность возлагается на службу охраны окружающей среды предприятия.

Мощность выброса загрязняющих веществ конкретного источника выбросов (г/сек и т/год), рассчитанная на основании контролируемых показателей, не должна превышать нормативы допустимых выбросов (НДВ), установленные для данного источника в специальном разрешении.

Согласно п 3.4 Методического пособия по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, НИИ Атмосфера, СПб, 2012 г. контроль нормативов НДС на границе ближайшего населенного пункта целесообразен для веществ, для которых результаты расчетных оценок их приземных концентраций удовлетворяют (одновременно) следующим условиям:

- максимальные расчетные безразмерные концентрации вредных веществ (с учетом фона), создаваемые выбросами предприятия в зонах жилой застройки превышают 0,8ПДК;
- вклад неорганизованных выбросов рассматриваемого предприятия в приземные концентрации в точках зоны превышения указанными концентрациями уровня 0,5·ПДК в жилой застройке составляет не менее 50%.

Так как максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ в период эксплуатации проектируемого объекта не превышают 0,5ПДК с учетом фона, создаются периодическим кратковременным организованным источником выбросов, контроль уровня загрязнения атмосферного воздуха в расчетной точке на границе жилой зоны нецелесообразен.

При эксплуатации проектируемого объекта производственный экологический мониторинг атмосферного воздуха на территории Ямбургского месторождения рекомендуется продолжать в текущих объемах по разработанной программе, дополнительных мер по повышению эффективности системы экологического мониторинга не требуется.

В рамках действующей программы локального экологического мониторинга на территории Ямбургского месторождения также осуществляется мониторинг снежного покрова. Опробование снежного покрова осуществляется один раз в год, перед началом активного снеготаяния, в

апреле (в зависимости от погодных условий). Организации дополнительных пунктов контроля снежного покрова в период эксплуатации не предусматривается.

Производственно-экологический мониторинг (контроль) физических факторов

Для периода эксплуатации проектируемого объекта рекомендуется дополнительно проводить контроль уровня шума на границе жилой зоны ВЖК УКПГ-1, 2 и 4.

Измерение шума на территории, непосредственно прилегающей к жилым домам, в соответствии с требованиями ГОСТ 23337-2014 «Шум. Методы измерения шума на селитебной территории и в помещениях жилых и общественных зданий» следует проводить на границах ВЖК один раз в квартал в дневное время суток, не менее чем в 3-х точках, расположенных на расстоянии 2 м от ограждающих конструкций зданий на высоте $(1,2 \pm 0,1)$ м ÷ $(1,5 \pm 0,1)$ м над уровнем поверхности территории.

Измерения уровней шума на открытой территории не должны проводиться во время выпадения атмосферных осадков и при скорости ветра более 5 м/с. При скорости ветра от 1 до 5 м/с следует применять противоветровое устройство. Микрофон шумомера должен быть направлен в сторону основного источника шума и удален не менее чем на 0,5 м от человека, проводящего измерения (МУК «Методические указания. Методы контроля. Физические факторы. Контроль уровня шума на территории жилой застройки, в жилых и общественных зданиях и помещениях»).

При мониторинге шумового воздействия необходимо применять средства измерения не ниже 1-го класса точности, соответствующие требованиям действующих стандартов на средства измерения, позволяющие определять октавные уровни звукового давления L, дБ, третьоктавные уровни звукового давления L, дБ, уровни звука L_A, дБА, эквивалентные уровни звука L_{Aэкв}, дБА и максимальные уровни звука L_{Amax}, дБА. Предпочтительными для применения являются автоматические интегрирующие шумомеры.

Мониторинг почвенного покрова

Мониторинг почвенного покрова будет продолжен в рамках действующей программы локального экологического мониторинга на Ямбургском месторождении.

В соответствии с программой локального мониторинга экологическое опробование почв на Ямбургском месторождении выбрано на основе ландшафтной дифференциации территории (поймы рек и ручьев), вероятных путей поверхностной и грунтовой (подпочвенной) миграции загрязняющих веществ и расположения потенциально экологически опасных техногенных объектов. В пределах лицензионного участка осуществляется отбор проб почв на 29 постах мониторинга. Отбор проб почв проводится 1 раз в год (июль или август).

Таким образом, существующих пунктов мониторинга почвенного покрова достаточно для оценки состояния почв, своевременного обнаружения неблагоприятных изменений свойств почвенного покрова, возникающих вследствие хозяйственной и техногенной деятельности. Орга-

низации дополнительных пунктов наблюдения за почвенным покровом проектом не предусматривается.

Мониторинг подземных вод

В соответствии с действующей программой локального экологического мониторинга на Ямбургском месторождении специальной наблюдательной сети скважин на подземные воды верхней части геологического разреза не предусмотрено, так как выше газовой залежи по разрезу выдержанные в региональном плане подземные воды отсутствуют, в силу того, что до глубины 330-480 м развиты многолетнемерзлые породы, а под ними залегают мощные глинистые толщи люлинворской, тибейсалинской, ганькинской свит.

Таким образом, проведение мониторинга подземных вод в период эксплуатации проектируемого объекта не целесообразно.

Мониторинг поверхностных вод и донных отложений

В соответствии с действующей программой локального экологического мониторинга на Ямбургском месторождении организован отбор проб поверхностных вод на 20 постах мониторинга. Места отбора проб донных отложений совмещаются с местами опробования поверхностных вод. Пункты контроля качества поверхностных вод и донных отложений организуются на водоемах и водотоках, подверженных техногенному воздействию.

Проектными решениями не предусмотрены реконструкция системы водоснабжения и водоотведения, а также сброс сточных вод в водные объекты.

Таким образом, мониторинг поверхностных вод и донных отложений на этапе эксплуатации будет продолжен в рамках действующей программы ПЭКиЭМ. Организации дополнительных пунктов наблюдения за поверхностными водами проектом не предусматривается.

Мониторинг опасных геологических процессов и гидрологических явлений (ОЭГПиГЯ)

В соответствии с действующей программой локального экологического мониторинга на Ямбургском месторождении проводится мониторинг за опасными геологическими процессами и гидрологическими явлениями.

Организации дополнительных пунктов наблюдения за ОЭГПиГЯ проектом не предусматривается.

Дополнительно для наблюдения за температурным режимом грунтов оснований и деформациями зданий и сооружений, разработан проект геотехнического мониторинга (шифр 1004023ПД/04-ГТМ), краткое описание геотехнического мониторинга представлено в п. 11.5.

Мониторинг обращения с отходами

Мониторинг обращения с отходами на этапе эксплуатации по аналогии с этапом строительства сводится к визуальному контролю мест накопления отходов, к учету образовавшихся и переданных другим предприятиям отходов, а также контролю соблюдения нормативов образования отходов и лимитов на их размещение.

Накопление образующихся на площадках проектируемого объекта отходов, осуществляется в специальных герметичных контейнерах с крышкой в специально отведенных местах, имеющих искусственное водонепроницаемое покрытие. Места накопления отходов предусмотрены с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к зданиям с размещением обслуживающего персонала. Данные мероприятия позволяют предотвратить поступление загрязняющих веществ в окружающую среду.

Данные о видах, кодах, классах опасности, расчетных количествах, местах накопления, образующихся в период эксплуатации отходов, а также периодичность вывоза с указанием организации размещения приведены выше.

Производственный контроль в процессе эксплуатации осуществляется сотрудниками, назначенными приказом руководителя, ответственными за операции по обращению с отходами, в соответствии с инструкцией по сбору, накоплению и транспортировке отходов и промсанитарии, утвержденной на предприятии и требованиями нормативно-методической литературы, действующей в сфере обращения с отходами, в т.ч. областного уровня.

Информация о движении отходов по предприятию ежегодно систематизируется в соответствии с требованиями установленных форм отчетности.

Мониторинг состояния окружающей среды при возникновении аварийных ситуаций

Описание сценариев наиболее вероятных аварий и наиболее опасных по последствиям аварий при эксплуатации проектируемого объекта представлено в п. 9.2.

Контролируемые параметры

Контроль качества атмосферного воздуха

Исследования загрязнения атмосферного воздуха выполняются в разные часы суток, при различных метеорологических условиях с использованием инструментальных методов, а также с отбором проб для лабораторных анализов. В ходе исследований фиксируется скорость и направление ветра, метеорологические показатели (состояние погоды, осадки и пр.).

В случае аварии с разрывом газопровода без возгорания в пробах воздуха определяется метан, в случае аварии с разгерметизацией метанопровода – метанол (Карбинол; метиловый спирт; метилгидроксид; моногидроксиетан). В случае возгорания газа основными компонентами выбросов являются: азота диоксид (Двуокись азота; пероксид азота), азот (II) оксид (Азот моно-

оксид), углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ), углерод (Пигмент черный)

Контроль поверхностных вод

В случае возникновения аварий с разгерметизацией метанолопровода, возможно загрязнение близлежащих водных объектов в результате пролива метанола.

Метанол легко смешивается с водой, относится к веществам 3-го класса опасности (умеренно опасный). Быстро разлагается в воде.

В случае пролива необходимо выполнить отбор проб воды на содержание метанола.

Контроль почвенно-растительного покрова

Аварии на газопроводе с возгоранием газа сопровождаются уничтожением растительности в результате возникновения пожара.

Аварийные ситуации, связанные с выбросом метана, но не сопровождающиеся возгоранием, не нанесут большого вреда почвенно-растительному покрову. Он не токсичный, сухой, легче воздуха, и поэтому не накапливается в пониженных местах, а рассеивается в атмосфере.

Метанол также быстро разлагается в почве, является источником углерода и энергии для многих микроорганизмов, которые обитают в почве. С их помощью он разрушается в течение пяти дней.

В случае аварии проводятся визуальные наблюдения состояния растительного мира, отбираются пробы почв на содержание метанола.

Животный мир

Возможные взрывы паровоздушных смесей могут оказать как непосредственное пагубное воздействие на животный мир рассматриваемой территории (гибель животных, контузии и пр.), так и косвенное воздействие (вспугивание животных с мест размножения, выведения потомства, кормежки и пр.).

В случае возникновения пожара основному воздействию подвергнутся беспозвоночные животные, мелкие млекопитающие, амфибии и рептилии, а также, в случае возникновения аварии в период выведения животными потомства, могут погибнуть кладки птиц, птенцы и детеныши других животных. Также сильному воздействию, вплоть до утраты своих свойств (кормовые, защитные и пр.), подвергнутся местообитания животных.

Контроль за состоянием животного мира в аварийной ситуации включает визуальные наблюдения за погибшими и ранеными животными. На втором этапе, после проведения реабилитационных мероприятий, контроль включает наблюдения за изменениями, произошедшими в результате воздействия аварии: видовое разнообразие, состав и структура сообществ, биотическое распределение видов, численность и плотность населения популяций.

Обращение с отходами

В период эксплуатации аварийные ситуации обуславливаются разгерметизацией трубопроводов вследствие механических повреждений, коррозии, брака строительного-монтажных работ, дефектов труб и оборудования, нарушения правил эксплуатации, стихийных бедствий.

Основными видами отходов при ликвидации аварийных ситуаций являются:

- отходы (мусор) от строительных и ремонтных работ, 4 класс опасности, код по ФККО 8 90 000 01 72 4, образующиеся при ликвидации последствий аварии, организации ремонтной площадки и проведения ремонтных работ;
- шлак сварочный 4 класс опасности, код по ФККО 9 19 100 02 20 4 и остатки и огарки стальных сварочных электродов 5 класса опасности с кодом по ФККО 9 19 100 01 20 5, образующиеся при выполнении сварочно-монтажных работ;
- лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные, 5 класс опасности, код по ФККО 4 61 010 01 20 5, образующиеся при вырезке дефектных участков труб;
- ветошь, загрязненная нефтепродуктами, образующаяся при списании средств защиты спецперсонала, занятого в работах по ликвидации аварийных ситуаций, которая классифицируется как «Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродуктов менее 15%)», 4 класс опасности, код по ФККО 9 19 204 02 60 4.

Все отходы, образующиеся при ликвидации аварийных ситуаций, должны быть собраны и удалены с места проведения работ на специально отведенные площадки для накопления с целью передачи специализированным организациям, имеющим лицензию на обращение с отходами с целью последующей утилизации, обезвреживания и размещения.

Регламент проведения мониторинга воздействия на окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций в период эксплуатации представлен в таблице 9.3.

Таблица 9.3 Регламент производственного экологического контроля и мониторинга при возникновении аварийных ситуаций при эксплуатации

Площадь и форма поражения	Компоненты окружающей среды, подлежащие мониторингу	Критерий оценки загрязнения окружающей среды	Виды наблюдений	Контролируемые параметры	Зоны контроля	Периодичность контроля
Определяется по факту возникновения аварийной ситуации	Атмосферный воздух	Наличие превышений ПДК атмосферного воздуха на границе вахтового жилого комплекса (ВЖК)	Отбор проб атмосферного воздуха на границе нормируемых территорий	Азота диоксид (Двуокись азота); пероксид азота); Азот (II) оксид (Азот монооксид); Углерода оксид (Углерод окись; углерод моноокись; угарный газ); Углерод (Пигмент черный); Метан; Метанол (Карбинол; метиловый спирт; метилгидроксид; моногидроксиметан)	ВЖК УКПГ-1, 2 и 4; н.п. Ямбург	1-ый этап – проводится сразу после фиксации аварийной ситуации; 2-ой этап – по окончании этапа проведения мероприятий по устранению ИЗА и достижения предельно-допустимых концентраций загрязняющих веществ
	Водные объекты; Почвенный покров	Наличие превышений предельно-допустимых концентраций загрязняющих веществ в исследуемой среде	Отбор проб воды и почв	Метанол (Карбинол; метиловый спирт; метилгидроксид; моногидроксиметан)	Прямая зона воздействия и зона косвенного воздействия	1-ый этап – проводится сразу после фиксации аварийной ситуации; 2-ой этап – по окончании этапа проведения мероприятий по устранению источников загрязнения среды и достижения предельно-допустимых концентраций загрязняющих веществ
	Растительность, Животный мир	Гибель растительности, животных	Визуальные состояния растительного и животного мира	Растительность: структура растительных сообществ, состояние видов, детальная характеристика растительности, наличие сухостоев. Животный мир: видовое разнообразие, состав и структура сообществ, биотопическое распределение видов, численность и плотность населения популяций	Прямая зона воздействия и зона косвенного воздействия	1-ый этап – проводится сразу после фиксации аварийной ситуации; 2-ой этап – по окончании этапа устранения аварийной ситуации

9.5 Геотехнический мониторинг

Для наблюдения за температурным режимом грунтов оснований и деформациями зданий и сооружений, разработан проект геотехнического мониторинга (шифр 1004023ПД/03-ГТМ).

В составе сети геотехнического мониторинга разработаны следующие мероприятия:

- устройство грунтовых реперов ГР для создания местной реперной сети;
- устройство деформационных марок ДМ для наблюдения за деформациями оснований и фундаментов зданий и сооружений;
- устройство термометрических скважин ТС с целью наблюдения за температурным режимом грунтов основания;
- устройство гидрогеологических скважин ГС для наблюдения за характером обводнения насыпных грунтов и грунтов естественного сложения;
- проведение снегомерной съемки для измерения высоты и плотности снежного покрова;
- проведение контроля за эффективностью работы сезоннодействующих охлаждающих устройств СОУ для выявления отказов в работе или недостаточной эффективности работы СОУ.

Грунтовые реперы, заложенные в данной документации, образуют исходную геодезическую сеть, предназначенную для оценки деформаций фундаментов зданий и сооружений и грунтов основания площадок по деформационным маркам.

В процессе измерения вертикальных деформаций следует контролировать устойчивость исходных реперов для каждого цикла наблюдений.

Наблюдения за деформациями оснований и фундаментов зданий и сооружений ведутся при помощи деформационных марок.

Деформационные марки ДМ устанавливаются на каждом здании и сооружении. Они жестко крепятся к конструкциям свайных фундаментов (оголовкам, ростверкам и т.д.) или к несущим наземным металлическим конструкциям сооружений с учетом удобного подхода с геодезическим инструментом.

В период строительства сооружения измерения деформаций должны проводиться ежемесячно. В период эксплуатации замеры деформаций – в первые три года эксплуатации не менее четырех раз в год, в дальнейшем два раза в год.

Наблюдения за температурным режимом грунтов основания, осуществляются с помощью термометрических скважин (ТС), предназначенных для измерения температур во время строительства и в период эксплуатации сооружений.

Для получения значений температур, максимально приближенных к температурам в основании свай, по мере возможности термометрические скважины нужно устанавливать на минимальном расстоянии от наблюдаемой сваи.

В период строительства сооружений измерения температур грунтов должны проводиться ежемесячно. В период эксплуатации замеры температуры грунтов проводятся два раза в год, обязательно в период максимального протаивания грунтов основания (конец сентября-начало октября) и в период максимального промерзания грунтов основания (конец апреля-начало мая).

Гидрогеологическая скважина (ГС) устанавливается для наблюдения за характером обводнения насыпных грунтов и грунтов естественного сложения.

В период строительства измерения уровня грунтовых вод в ГС проводятся один раз в конце летнего периода; в период эксплуатации – один раз в год в осенний период, после стабилизации гидрогеологического режима – один раз в два года.

Отбор проб грунтовых вод для проведения их химического анализа следует осуществлять одновременно с замерами уровня и температуры грунтовых вод, с периодичностью один раз в год.

Наблюдения за уровнем и температурой грунтовых вод предлагается осуществлять с помощью пьезометра (точность измерения параметров прибора должна отвечать требованиям, приведенным ниже).

Снегомерная съемка выполняется для определения теплообмена на поверхности грунтов в холодный период года. Снегомерные профили прокладываются по характерным участкам техногенного ландшафта с различной плотностью застройки и по прилегающей к площадке территории с предварительной оценкой характерного снегонакопления по точкам.

Контроль за эффективностью работы сезонно-действующих охлаждающих устройств (СОУ) производится для выявления отказов в работе или недостаточной эффективности работы СОУ для обеспечения требуемого теплового режима грунтов оснований сооружений. Температуру охлаждающих устройств измеряют тепловизорами.

В период строительства зданий и сооружений температуру охлаждающих устройств следует замерять ежемесячно в зимний период. В период эксплуатации замеры температур СОУ должны проводиться два раза в зимний период: первый – в начале зимнего периода после понижения температуры воздуха до минус 10°C; второй – в конце зимнего периода при повышении температуры воздуха до минус 10°C.

Мероприятия по геотехническому мониторингу зданий и сооружений позволяют предупредить негативное техногенное воздействие на окружающую среду в процессе эксплуатации сооружений площадки в результате наблюдения за состоянием температурного и деформационного режимов грунтов основания.

Дополнительно, если в процессе эксплуатации возникают отклонения от проектного состояния оснований и фундаментов выполняются:

- геотехнический прогноз;
- расчет напряженно-деформированного состояния элементов инженерных сооружений;

- анализ и оценка общего состояния природно-технических систем;
- дополнительные инженерные изыскания.

Геотехнический прогноз выполняется на основе интегрального анализа всей полученной информации с использованием специализированных методик геотехнического, теплотехнического и гидрогеологического математического моделирования.

Расчет напряженно-деформированного состояния элементов инженерных сооружений выполняется с целью своевременного выявления проблемных зон (участков), в пределах которых возможно развитие необратимых деформаций, приводящих к выходу из строя технологического оборудования.

Анализ и оценка общего состояния природно-технических систем проводятся по результатам выполнения комплекса мониторинговых исследований с целью составления заключения о состоянии природно-технических систем и прогноза изменения их состояния, что обеспечивает эксплуатационную надежность застраиваемой территории и инженерных объектов, а также промышленную и экологическую безопасность производства.

Результаты прогнозных расчетов, выполненных при проектировании оснований и фундаментов, сопоставляются с последующими инструментальными наблюдениями, проводимыми в рамках геотехнического мониторинга.

На этапе эксплуатации системы ГТМ могут проводиться рекогносцировочные работы и дополнительные инженерные изыскания. Цель проведения рекогносцировочных работ – уточнение и детализация информации о своевременном состоянии природно-геологической среды, гидрогеологических и геокриологических условиях территории размещения инженерных объектов, оценка динамики инженерно-геологических, гидрогеологических и геокриологических процессов.

Схема расположения грунтовых реперов, термометрических скважин, конструкция и крепление деформационных марок, конструкция термометрических и гидрогеологических скважин и более подробное описание геотехнического мониторинга представлены в разделе «Геотехнический мониторинг» (шифр 1004023ПД/04-ГТМ).

9.6 Организация производственного экологического мониторинга

Организация производственного экологического мониторинга при нормальном режиме эксплуатации проектируемого объекта

Организация и проведение производственного экологического мониторинга проектируемого объекта будет осуществляться силами экологической службы Эксплуатирующего предприятия.

В составе экологических служб подразделений эксплуатирующего предприятия предусмотрена экоаналитическая лаборатория, созданная для выполнения измерений параметров нега-

тивного антропогенного воздействия на окружающую среду и наблюдений за состоянием объектов окружающей среды в зоне потенциального действия проектируемого объекта, а также для проведения измерений, необходимых для проведения производственного экологического контроля и обеспечения функционирования системы экологического мониторинга.

Задачами экологической службы в области производственного экологического мониторинга являются:

- заключение договоров со сторонними сертифицированными организациями на проведение работ по экологическому мониторингу, не входящих в область аккредитации экоаналитических лабораторий эксплуатирующего предприятия;
- комплексный анализ экологического состояния контролируемой территории и технического состояния проектируемого объекта с позиции охраны окружающей среды по данным проводимых наблюдений;
- составление результирующих материалов (отчетов, сводок, карт) – совместно со специалистами других подразделений;
- доведение мониторинговой информации до пользователей системы, включая экстренную информацию о возникновении чрезвычайных ситуаций;
- подготовка предложений по обеспечению экологической безопасности участков работ, по изменению регламента мониторинга, режимов контроля, проведению и планированию защитных мероприятий по мере изменения ситуации на участках контроля – совместно со специалистами других подгрупп.

Организация, полученных в результате наблюдений данных, предусмотрена в существующей на предприятии и его подразделениях компьютерной информационной системе. Данная система предназначена для:

- регистрации образцов, поступающих на анализ;
- создания и использования электронной базы нормативных документов;
- регистрации заданий на проведение анализов и распределение образцов между аналитиками;
- регистрации результатов анализов;
- контроля выполнения анализа архивных проб;
- отслеживания руководителем или администратором процесса проведения анализов;
- автоматического создания протокола результата анализа;
- автоматического создания различных отчетов.

Информация по экологическому мониторингу, проведенному на этапе строительства, должна быть включена в базу данных эксплуатирующего предприятия по проектируемому объекту.

Организация производственного экологического мониторинга в случае аварийной ситуации на проектируемом объекте

В случае загрязнения окружающей среды в результате аварии на проектируемом объекте необходимо в срочном порядке осуществить идентификацию и количественный анализ загрязняющих веществ, поступивших в каждый из компонентов окружающей среды. На основании полученных результатов должна быть четко определена зона загрязнения и установлен перечень загрязняющих веществ.

Содержание мероприятий по экологическому мониторингу в период аварийного воздействия на окружающую среду определить в оперативном порядке непосредственно после получения уведомления о характере и масштабах аварийной ситуации и зависит от тяжести ситуации.

На основании полученных данных о загрязнении окружающей среды в результате аварии, разработанных мероприятий по ликвидации последствий аварии, разработать программу ЛЭМ окружающей среды в районе воздействия аварии.

Оценка последствий аварийных воздействий по фактическому загрязнению объектов окружающей среды на территории объекта осуществляется по соответствующим нормативным документам с применением МВИ содержания загрязняющих веществ в объектах окружающей среды, допущенных к применению в установленном порядке.

10 Анализ и оценка применяемых на объекте проектирования технологических процессов требованиям ИТС и НПА по НДТ

10.1 Определение категории проектируемого объекта в соответствии с критериями отнесения к объекту НВОС

В соответствии со статьей 4.2. Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», объекты, оказывающие негативное воздействие на окружающую среду, в зависимости от уровня такого воздействия подразделяются на четыре категории:

- объекты, оказывающие значительное негативное воздействие на окружающую среду и относящиеся к областям применения наилучших доступных технологий, - объекты I категории;
- объекты, оказывающие умеренное негативное воздействие на окружающую среду, - объекты II категории;
- объекты, оказывающие незначительное негативное воздействие на окружающую среду, - объекты III категории;
- объекты, оказывающие минимальное негативное воздействие на окружающую среду, - объекты IV категории.

При установлении критериев, на основании которых осуществляется отнесение объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к соответствующей категории, учитываются:

- уровни воздействия на окружающую среду видов хозяйственной и (или) иной деятельности (отрасль, часть отрасли, производство);
- уровень токсичности, канцерогенные и мутагенные свойства загрязняющих веществ, содержащихся в выбросах, сбросах загрязняющих веществ, а также классы опасности отходов производства и потребления;
- классификация промышленных объектов и производств.

Критерии, на основании которых осуществляется отнесение объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий, устанавливаются Правительством Российской Федерации.

Присвоение объекту, оказывающему негативное воздействие на окружающую среду, соответствующей категории осуществляется при его постановке на государственный учет объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду. Категория объекта может быть изменена при актуализации учетных сведений об объекте, оказывающем негативное воздействие на окружающую среду.

На период строительства планируется осуществление хозяйственной деятельности в соответствии с пунктом 6 подпунктом 3) раздела III «Критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категории», утвержден-

ных Постановлением Правительства РФ № 2398 от 31.12.2020. Соответственно, на период строительства устанавливается III категория объекта – объект, оказывающий незначительное негативное воздействие на окружающую среду.

В период эксплуатации на проектируемом объекте капитального строительства: «Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-4, УКПГ-9. Объединение УКПГ-2 и УКПГ-3, УКПГ-6 и УКПГ-7, УКПГ-1 и УКПГ-2» планируется осуществление хозяйственной деятельности в соответствии с пунктом 1 подпунктом 2) раздела I «Критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категории», утвержденных Постановлением Правительства РФ №2398 от 31.12.2020.

Соответственно, объект проектирования относится к объектам, оказывающим значительное негативное воздействие на окружающую среду – объектам I категории. Свидетельства о постановке на государственный учет объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, представлены в приложении Д тома 1004023ПД/04-ОВОС2 (письмо технического заказчика №2-24/5339 от 25.03.2021 г.).

10.2 Определение перечня ИТС применимых для объекта проектирования и НДТ применяемых на объекте проектирования

В соответствии со статьей 3 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», одним из основных принципов охраны окружающей среды является обеспечение снижения негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в соответствии с нормативами в области охраны окружающей среды, которого можно достигнуть на основе использования наилучших доступных технологий с учетом экономических и социальных факторов.

В соответствии со статьей 28.1 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»:

Применение наилучших доступных технологий направлено на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на окружающую среду.

К областям применения наилучших доступных технологий могут быть отнесены хозяйственная и (или) иная деятельность, которая оказывает значительное негативное воздействие на окружающую среду, и технологические процессы, оборудование, технические способы и методы, применяемые при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности.

Области применения наилучших доступных технологий устанавливаются Правительством Российской Федерации. Проектирование, строительство и реконструкция объектов капитального строительства, зданий, сооружений, которые являются объектами, оказывающими негативное воздействие на окружающую среду, и относятся к областям применения наилучших доступных технологий, должно осуществляться с использованием ИТС по НДТ (ГОСТ Р 56828.5-2015).

Информационно-технический справочник – документ национальной системы стандартизации, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в сфере стандартизации, со-

держаций систематизированные данные в определенной области и включающий в себя описание технологий, процессов, методов, способов, оборудования и иные данные. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям (далее – ИТС НДТ) является документом по стандартизации, разработанным в результате анализа технологических, технических и управленческих решений для конкретной области применения и содержащий описания применяемых в настоящее время и перспективных технологических процессов, технических способов, методов предотвращения и сокращения негативного воздействия на окружающую среду, из числа которых выделены решения, признанные наилучшими доступными с учетом экономической целесообразности их применения и технической реализуемости (п. 5 ГОСТ Р 113.00.03-20).

Разработка проектных решений по объекту капитального строительства: «Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-4, УКПГ-9. Объединение УКПГ-2 и УКПГ-3, УКПГ-6 и УКПГ-7, УКПГ-1 и УКПГ-2» осуществлялась:

- с использованием ИТС по НДТ;
- с учетом технологических показателей НДТ при обеспечении приемлемого риска для здоровья населения;
- с учетом рассмотрения необходимости создания системы автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ (в соответствии с требованиями действующего законодательства).

Для объекта проектирования применимы и использовались следующие информационно-технические справочники по наилучшим доступным технологиям:

- **ИТС 29-2017 «Добыча природного газа»;**
- **ИТС 22-2016 «Очистка выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух при производстве продукции (товаров), а также при проведении работ и оказании услуг на крупных предприятиях»;**
- **ИТС 22.1-2021 «Общие принципы производственного экологического контроля и его метрологического обеспечения»;**
- **ИТС 48-2017 «Повышение энергетической эффективности при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности».**

10.3 Определение НДТ применяемых на объекте проектирования

ИТС 29-2017

При проектировании были реализованы технические решения в соответствии с информационно-техническим справочником по наилучшим доступным технологиям ИТС 29-2017 «Добыча природного газа»:

- НДТ 9 «Применение предварительной сепарации газа». Отделение основной массы пластовой жидкости и крупных частиц мехпримесей в сепараторах повышает эксплуатационную надежность оборудования УКПГ, ДКС, оборудование КИПиА (проектом предусматривается установка блока пробкоуловителя на входном трубопроводе);
- НТД 14 «Оптимизация дожимных компрессорных станций»:

- использование мобильных компрессорных установок (МКУ) для поддержания давления на входе действующей промышленной ДКС.
- НДТ 16. Утилизация попутного нефтяного газа:
 - использование попутного нефтяного и природного газа для получения электро- и теплоэнергии;
 - потребление ПНГ на собственные нужды в районе разработки месторождения.

ИТС 22.1-2021

Согласно ИТС 22.1-2021 «Общие принципы производственного экологического контроля и его метрологического обеспечения», наилучшими подходами (наилучшими практиками) организации программ производственного экологического контроля, применимыми к проектируемому объекту, являются:

- применение риск-ориентированного подхода, при котором первоочередное внимание уделяется контролю параметров, выход которых за границы установленных значений (отказа) может произойти с высокой вероятностью и/или грозит тяжелыми последствиями;
- соблюдение особенностей проведения пробоотбора при организации производственного экологического контроля;
- соблюдение принципа временных характеристик производственного экологического контроля.

На этапе эксплуатации объекта проектирования источниками выбросов загрязняющих веществ являются факелы, дыхательные клапаны емкостного оборудования, свечи сброса газа, выхлопные трубы дизельных электростанций и автотранспорта, дымовые трубы и т.д. При эксплуатации в штатном режиме в атмосферный воздух выбрасываются вредные (загрязняющие) вещества, характеризующие применяемые технологии и особенности производственного процесса (перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу в период эксплуатации приведены в п. 3.3.2). Проектом описаны предложения по программе производственного экологического контроля. Существенные маркерные показатели включены в программу производственного экологического контроля загрязняющих веществ.

Первоочередное внимание уделяется контролю параметров, выход которых за границы установленных значений (отказа) может произойти с высокой вероятностью и/или грозит тяжелыми последствиями.

Программа производственного экологического контроля для проектируемого объекта разрабатывается на основе результатов оценки целесообразности выполнения видов измерений; составления материальных балансов; использования расчетных методов. Обязательным является включение в программы производственного экологического контроля загрязняющих веществ (показателей), характеризующих применяемые технологии и особенности производственных процессов (существенных или маркерных показателей).

Разработка программы производственного экологического контроля осуществляется на основе результатов оценки целесообразности выполнения следующих видов измерений и расчетов: прямых (непосредственных) измерений; измерений косвенных (или замещающих) парамет-

ров; составления материальных балансов; использования расчетных методов; применения коэффициентов эмиссий (удельных выбросов и сбросов загрязняющих веществ).

Выбор временных характеристик производственного экологического контроля выполнен с учетом особенностей технологического процесса проектируемого объекта. Частота проведения повторных наблюдений (отборов проб), состав компонентов и перечень оцениваемых физических, химических, биологических и др. показателей обоснованы фактическими результатами предварительного исследования территории.

Принятые для объекта проектирования решения соответствуют ИТС 22.1-2021 «Общие принципы производственного экологического контроля и его метрологического обеспечения».

ИТС 22-2016

Принятые для объекта проектирования технологические решения соответствуют НДТ 4-4 «Использование элементов оборудования с высокими требованиями к надежности» ИТС 22-2016.

Строительство технологических трубопроводов должно обеспечить длительные сроки безаварийной эксплуатации трубопроводов, поэтому проектом предусмотрено применение труб из коррозионностойкой стали с наружным изоляционным покрытием усиленного типа. Проектирование технологических трубопроводов выполнено в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах». Для сохранения температуры продукта для трубопроводов и соединительных деталей трубопроводов предусматривается теплоизоляция. Для предотвращения застывания продукта трубопроводов предусматривается электрообогрев для надземных участков трубопроводов, согласно технологической схеме.

Перед нанесением тепловой изоляции на трубопроводы и соединительные детали для предохранения от коррозии применяется антикоррозийное покрытие наружной поверхности.

Принятые для объекта проектирования технологические решения соответствуют НДТ 4-5. «Обеспечение предусмотренного давления на прокладки во фланцевых соединениях» ИТС 22-2016. Данная НДТ включает:

- использование сертифицированных прокладок высокого качества, соответствующих, например, требованиям ГОСТ 12815-80;
- расчет максимально возможного усилия затяжки, например, в соответствии с требованиями ГОСТ 28919-91;
- использование качественного фланцевого оборудования;
- надзор квалифицированного монтажника над затяжкой болтов.

Оборудование и арматура подобраны с учетом технологических параметров, требований ГОСТ 15150-69*, справочных сведений по климатологии, отчета инженерных изысканий, данных технической документации заводов-изготовителей, номенклатуры изделий, реально выпускаемых отечественной промышленностью и требований Заказчика.

Материальное исполнение проектируемого оборудования выбрано ХЛ1 в соответствии с физико-химическими свойствами и рабочими параметрами среды (давление, температура), а так-

же климатическими условиями района эксплуатации (ГОСТ 15150-69*) и категорий сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности (СП 12.13130.2009).

Проектом предусмотрена фланцевая запорная арматура с ручным управлением, с электрическим приводом, которая поставляется заводами-изготовителями комплектно с ответными фланцами и крепежом. Материал арматуры выбран в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды. В проекте используется трубопроводная арматура исполнения ХЛ1. Запорная арматура, расположенная на трубопроводах взрывопожароопасных веществ (А, Ба, Бб), должна иметь герметичность затвора класса А, запорно-регулирующая арматура должна иметь герметичность затвора IV по ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов».

Размещение трубопроводной арматуры на трубопроводах предусматривается в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта. Для трубопроводной арматуры расчетный срок эксплуатации определяется с учетом норм отбраковки по предельной отбраковочной толщине стенки корпуса. Предельная отбраковочная толщина стенки корпуса арматуры должна быть указана в документации завода-изготовителя. Требуемый срок службы арматуры – не менее 20 лет. Ревизию и ремонт трубопроводной арматуры, в том числе и обратных клапанов, а также приводных устройств арматуры (электро-, механический привод) необходимо производить в период ревизии трубопровода согласно требованиям раздела «ревизия (освидетельствование) трубопроводов» руководство по безопасности.

Принятые для объекта проектирования технологические решения соответствуют НДТ 6-4. «Использование малошумного оборудования» ИТС 22-2016. Данная НДТ включает использование компрессоров, насосов и установок факельного сжигания с пониженным уровнем шума.

Принятые для объекта проектирования технологические решения соответствуют НДТ 6-5. «Сокращение и предотвращение шумообразования при использовании оборудования» ИТС 22-2016.

Данная НДТ включает применение следующих подходов:

- использование шумоподавителей;
- звукоизоляция оборудования;
- изоляция (покрытие) шумного оборудования;
- звукоизоляция зданий.

На объекте применяются блочные здания полной заводской готовности, выполненные по конструкторским чертежам, разработанным заводом-изготовителем. Завод-изготовитель самостоятельно подбирает материалы для отделки, устройства полов, кровли. При этом завод-изготовитель обязан обеспечить выполнение требований пожарной безопасности, экологических и санитарно-гигиенических норм, а также требований для размещения технологического оборудования и поддержания в помещении необходимых условий для работы оборудования.

Основой выбора вида отделки помещений является выполнение санитарно-гигиенических, противопожарных, экологических, эстетических требований. Отделка предусмат-

ривается согласно требованиям соответствующих глав СП 4.13130.2013, СП 29.13330.2011 в зависимости от назначения помещений.

В производственных, технологических, помещениях блок-контейнеров в качестве отделки стен и потолков необходимо использовать сэндвич-панели полной заводской готовности.

В соответствии со статьей 24 Федерального закона от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», размещение здания на местности, проектные значения характеристик строительных конструкций, характеристики принятых в проектной документации типов инженерного оборудования, предусмотренные в проектной документации мероприятия по благоустройству прилегающей территории обеспечивают защиту людей от:

- воздушного шума, создаваемого внешними источниками (снаружи здания);
- воздушного шума, создаваемого в других помещениях здания или сооружения;
- ударного шума;
- шума, создаваемого оборудованием.

Решения по необходимым мероприятиям, обеспечивающим защиту от шума и вибраций блок-контейнеров, принимается заводом – изготовителем.

Для обеспечения санитарных и гигиенических норм микроклимата и чистоты воздуха в помещениях блок-боксов предусмотрена приточно-вытяжная вентиляция.

Для снижения аэродинамического шума вентиляторы снабжаются гибкими вставками на всасывание и нагнетание.

Защита от шума в помещениях обеспечивается применением ограждающих конструкций с требуемой звукоизоляцией:

- наружные стены выполнены с звукоизоляцией из минераловатных плит;
- перекрытия и покрытия зданий отделяющие помещения с источниками шума, выполнены с звукоизоляцией из негорючих минераловатных плит;
- применением глушителей шума в системах вентиляции.

Фундаменты под оборудование с динамическими нагрузками проектируются в соответствии с требованиями СП 26.13330.2012.

ИТС 48-2017

Проектом предусмотрена автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУТП), которая обеспечивает безопасную эксплуатацию технологического оборудования, регламентные режимы технологических процессов без постоянного присутствия обслуживающего персонала, своевременную и надежную передачу информации на существующий диспетчерский пункт и прием с диспетчерского пункта управляющих воздействий.

Принятые для объекта проектирования технологические решения соответствуют НДТ 1 «Оптимальные контроль и управление системой потребления энергии и производственным процессом с использованием современных средств автоматизации» ИТС 48-2017 «Повышение энергетической эффективности при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности». Реали-

зация проекта позволит повысить энергетическую эффективность и одновременно сократить негативное воздействие на окружающую среду.

10.4 Оценка соответствия применяемых на объекте проектирования технологических процессов требованиям ИТС и НПА по НДТ

Согласно статье 23 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»:

Технологические нормативы разрабатываются юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями, осуществляющими хозяйственную и (или) иную деятельность на объектах I категории.

Технологические нормативы устанавливаются на основе технологических показателей, не превышающих технологических показателей наилучших доступных технологий, комплексным экологическим разрешением, выдаваемым в соответствии со статьей 31.1 настоящего Федерального закона.

Технологические показатели наилучших доступных технологий устанавливаются нормативными документами в области охраны окружающей среды в соответствии со статьей 29 настоящего Федерального закона не позднее шести месяцев после опубликования или актуализации информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям, предусмотренным статьей 28.1 настоящего Федерального закона.

Согласно статье 28.1 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»:

Применение наилучших доступных технологий направлено на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на окружающую среду.

Внедрением наилучшей доступной технологии юридическими лицами или индивидуальными предпринимателями признается ограниченный во времени процесс проектирования, реконструкции, технического перевооружения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, установки оборудования, а также применение технологий, которые описаны в опубликованных информационно-технических справочниках по наилучшим доступным технологиям и (или) показатели воздействия на окружающую среду которых не должны превышать установленные технологические показатели наилучших доступных технологий.

Оценка соответствия применяемых на объекте проектирования технологических процессов требованиям ИТС и НПА по НДТ представлена в п. 14.4 раздела «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

10.5 Определение необходимости создания системы автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ на объекте проектирования

В соответствии с пунктом 9 статьи 67 Федерального закона от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», на объектах I категории стационарные источники выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ, образующихся при эксплуатации технических устройств, оборудования или их совокупности (установок), виды которых устанавливаются

Правительством Российской Федерации, должны быть оснащены автоматическими средствами измерения и учета показателей выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ, а также техническими средствами фиксации и передачи информации о показателях выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ в государственный реестр объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, на основании программы создания системы автоматического контроля.

Техническими решениями в разработанной проектной документации не предусмотрено применение видов технических устройств, указанных в Распоряжении Правительства РФ от 13.03.2019 №428-р, оборудования или их совокупности (установок), стационарные источники выбросов загрязняющих веществ которых подлежат оснащению автоматическими средствами измерения и учета показателей выбросов загрязняющих веществ, а также техническими средствами фиксации и передачи информации о показателях выбросов загрязняющих веществ.

11 Обоснование выбора варианта намечаемой хозяйственной и иной деятельности из всех рассмотренных альтернативных вариантов

При оценке существующего состояния компонентов окружающей среды установлено:

- строительство данного объекта не повлечет за собой изъятие местообитания различных представителей фауны и сокращение их кормовой базы;
- отсутствие воздействия проектируемого объекта на поверхностные и подземные воды при условии соблюдения технологического режима;
- прогнозируемое воздействие проектируемого объекта окажет воздействие на атмосферный воздух в пределах допустимых санитарно-гигиенических норм;
- прогнозируемое акустическое воздействие на окружающую среду не изменит существующий уровень шума.

Все перечисленное говорит о целесообразности намечаемой деятельности.

12 Резюме нетехнического характера

Оценка воздействия на окружающую среду проведена в соответствии с требованиями «Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации» (утверждено приказом Государственного комитета по охране окружающей среды РФ от 16 мая 2000 года № 372) с учетом требований Постановления Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 года № 87 к составу и содержанию разделов проектной документации.

Целью разработки раздела ОВОС является выявление значимых потенциальных воздействий от намечаемой деятельности, прогноз возможных последствий и рисков для окружающей среды и здоровья населения для дальнейшей разработки и принятия мер по предупреждению или снижению негативного воздействия, а также связанных с ним социальных, экономических и иных последствий.

Оценка воздействия на окружающую среду проектной документации «Реконструкция газосборной сети с применением МКУ и объединением УКПГ Ямбургского НГКМ. МКУ КГС УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-4, УКПГ-9. Объединение УКПГ-2 и УКПГ-3, УКПГ-6 и УКПГ-7, УКПГ-1 и УКПГ-2» проводилась в соответствии с действующими на территории Российской Федерации нормативно-правовыми документами.

В рамках реконструкции предусмотрен ввод модульных компрессорных станций на КГС и объединение газовых промыслов с целью обеспечения наиболее полного извлечения углеводородов из сеноманской залежи Ямбургского месторождения, поддержания работы ДКС, продления сроков разработки месторождения НГКМ, экономного расходования материальных, топливно-энергетических и трудовых ресурсов.

В процессе проведения работ по проектированию данного объекта учтены все выявленные воздействия и разработаны мероприятия по снижению и/или исключению значительных воздействий на окружающую среду.

Производство подготовительных и строительно-монтажных работ сопровождается выделением в атмосферу различных загрязняющих веществ, источниками которых являются автомобильная строительная техника, дизельные электростанции, производство земляных работ, сварочных работ, и т.д. Воздействие на компоненты окружающей среды, ожидаемое при строительстве проектируемого объекта, при четком соблюдении технологии производства работ, а также при выполнении природоохранных мероприятий, является кратковременным, локальным и незначительным.

На стадии эксплуатации химическое воздействие на атмосферный воздух при реализации намечаемой деятельности связано, в первую очередь, с выбросами продуктов сгорания топлива от МКУ, а также стравливанием газа с технологического оборудования, трубопроводов при регламентированном режиме работы при полной ревизии оборудования, трубопроводов, арматуры и

перед проведением ремонтных работ. Проведенными мероприятиями по оценке воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности установлено, что негативное воздействие ожидается в допустимых пределах и не выйдет за пределы и нормы воздействия существующей хозяйственной деятельности.

В целом воздействие на атмосферный воздух на стадиях строительства и эксплуатации оценивается как допустимое и соответствует требованиям нормативных документов РФ в области охраны атмосферного воздуха.

На период строительства имеет место шумовое воздействие, создаваемое автотранспортом, строительными машинами и механизмами. На стадии эксплуатации основными источниками шума являются: устройство факельное горизонтальное, свеча рассеивания газа, газоперекачивающие агрегаты и др. По данным акустических расчетов, при максимальной излучаемой звуковой мощности источников шума максимальные и эквивалентные уровни звукового давления в расчётных точках не превысят допустимых величин, установленных СанПиН 1.2.3685-21.

В период строительства воздействие на водные объекты будет происходить за счет нарушения естественного поверхностного стока, использования воды на нужды строительства. Водоснабжение стройплощадки предусматривается привозное из п. Ямбург.

Забор воды из поверхностных и подземных источников, организованный сброс сточных вод в поверхностные водные объекты и подземные горизонты, другие виды воздействия на природные воды в период эксплуатации проектируемого объекта осуществляться не будут.

В процессе строительства можно ожидать негативных последствий в связи с прямым механическим воздействием на почвы и их уничтожением в процессе расчистки территории, проведением земляных работ, а также изменением степени дренированности территории. Возможное негативное влияние на почвенный покров при выполнении строительно-монтажных работ при соблюдении природоохранных требований, заложенных в проекте, будет незначительным и к необратимым последствиям не приведет.

В период эксплуатации проектируемых объектов воздействие на земельные ресурсы и почвенный покров незначительное и связано, в основном, с изъятием земельных участков в долгосрочную аренду. Загрязнение почвенного покрова жидкими и твердыми веществами может произойти только в результате нештатных (аварийных) ситуаций, связанных с нарушением технологического регламента или с несанкционированными действиями персонала.

Воздействие отходов на окружающую среду выражается в занятии площадей под накопление и размещение отходов и в возможном загрязнении атмосферного воздуха, почвенного покрова, поверхностных и подземных вод. В ходе строительных работ предусматривается свести до минимума получение и накопление отходов за счет применения организационно-технических мероприятий и новейших технологий. Образующиеся в процессе строительства отходы предусматривается передавать специализированным предприятиям.

Реконструкция рассматриваемого объекта не затрагивает природоохранные территории, заповедники, заказники и памятники природы. В период эксплуатации при соблюдении регламента работы технологического оборудования воздействие на растительность практически исключается.

Исходя из прогноза изменения социально-экономической ситуации в районе реконструкции и близлежащих муниципальных образованиях, можно предположить, что реализация данного проекта незначительно повлияет на социально-экономическую ситуацию в целом.

Таким образом, строительство проектируемых объектов с учетом мероприятий, разработанных в проекте, позволит сохранить экологическое равновесие в районе и снизить до минимума влияние отрицательных факторов, воздействующих на почву, растительность, атмосферный воздух, водные ресурсы и другие компоненты природной среды.

Перечень терминов и сокращений

АСДА	–	Агрегат стационарный дизель-электрический
БПК	–	Биологическое потребление кислорода
ВРД	–	Временный руководящий документ
ВОЗ	–	Водоохранная зона
ВСН	–	Ведомственные строительные нормы
ГН	–	Гигиенические нормативы
ГОСТ	–	Государственный стандарт
ГСМ	–	Горюче-смазочные материалы
ГРС	–	Газораспределительная станция
ДВС	–	Двигатель внутреннего сгорания
ДИКТ	–	Диафрагменный измеритель критического течения
ДЭС	–	Дизельная электростанция
ЗРА	–	Запорно-регулирующая арматура
ИГЭ	–	Инженерно-геологический элемент
ИЗА	–	Источник загрязнения атмосферы
ИИ	–	Инженерные изыскания
ИШ	–	Источник шума
КГС	–	Куст газовых скважин
КТП	–	Комплектная двухтрансформаторная подстанция
ЛПУ МГ	–	Линейное производственное управление магистральных газопроводов
ЛЭП	–	Линия электропередач
МО	–	Муниципальное образование
МС	–	Метеостанция
МУ	–	Методические указания
МЭД	–	Мощность эквивалентной дозы
НДВ	–	Нормативы допустимых выбросов
НДТ	–	Наилучшие доступные технологии
НИИ	–	Научно-исследовательский институт
НМУ	–	Неблагоприятные метеорологические условия
ОБУВ	–	Ориентировочный безопасный уровень воздействия
ОВОС	–	Оценка воздействия на окружающую среду
ОДК	–	Ориентировочно допустимая концентрация
ООПТ	–	Особо охраняемые природные территории

ООС	–	Охрана окружающей среды
ПБ	–	Правила безопасности
ПДК	–	Предельно допустимая концентрация
ПДК м.р.	–	Предельно допустимая концентрация максимально-разовая
ПДК с.г.	–	Предельно допустимая концентрация среднегодовая
ПДК с.с.	–	Предельно допустимая концентрация среднесуточная
ПДУ	–	Предельно допустимые уровни
ПЗП	–	Прибрежная защитная полоса
ПЭК	–	Производственный экологический контроль
ПЭМ	–	Производственный экологический мониторинг
РД	–	Руководящий документ
рН	–	Водородный показатель среды
СанПиН	–	Санитарные правила и нормы
СЗЗ	–	Санитарно-защитная зона
СК	–	Система координат
СМР	–	Строительно-монтажные работы
СНиП	–	Строительные нормы и правила
СТО	–	Стандарт организации
ТУ	–	Технические условия
УВ	–	Углеводороды
ФВД	–	Факел высокого давления
ФЗ	–	Федеральный закон
ФККО	–	Федеральный классификационный каталог отходов
ХПК	–	Химическое потребление кислорода

Перечень нормативной документации, законодательной и справочной литературы

Постановление правительства РФ № 87 от 16 февраля 2008 г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Охрана атмосферного воздуха:

Воздушный кодекс Российской Федерации от 19.03.1997 г. № 60-ФЗ;

Постановление Правительства РФ от 09.12.2020 г. № 2055 «О предельно допустимых выбросах, временно разрешенных выбросах, предельно допустимых нормативах вредных физических воздействий на атмосферный воздух и разрешениях на выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух»;

Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, СПб, НИИ Атмосфера, 2012 г.;

ГОСТ 17.2.1.01-76 «Охрана природы. Атмосфера. Классификация выбросов по составу»;

ГОСТ Р 59061-2020 «Охрана окружающей среды. Загрязнение атмосферного воздуха. Термины и определения»;

ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов»;

ГОСТ Р 58577-2019 «Правила установления нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ проектируемыми и действующими хозяйствующими субъектами и методы определения этих нормативов»;

Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух, С-Пб., 2020 г.;

Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 06.06.2017 г. №273 «Об утверждении методов расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе»;

РД 52.04.52-85 «Методические указания. Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях»;

СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»;

СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий»;

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и других объектов. Новая редакция»;

Перечень методик, используемых в 2022 году для расчета, нормирования и контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. АО НИИ «Атмосфера», СПб, 2019 г.;

СТО Газпром 2-1.19-307-2009 «Инструкция по расчету объемов выбросов, сбросов и промышленных отходов на объектах транспорта и хранения газа»;

СТО Газпром 11-2005 «Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО «Газпром»;

СП 51.13330.2011 «Защита от шума (Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003)»;

ГОСТ 31301-2005 «Шум. Планирование мероприятий по управлению шумом установок и производств, работающих под открытым небом»;

ГОСТ Р 53695-2009 «Шум. Метод определения шумовых характеристик строительных площадок»;

ГОСТ 23337-14 «Шум. Методы измерения шума на селитебной территории и в помещениях жилых и общественных зданий»;

ГОСТ 31296.2-2006 «Шум. Описание, измерение и оценка шума на местности»;

СТО Газпром 2-3.5-041-2005 «Каталог шумовых характеристик газотранспортного оборудования»;

СТО Газпром 2-3.5-043-2005 Защита от шума технологического оборудования ОАО «Газпром».

Охрана и рациональное использование земельных ресурсов:

Земельный кодекс Российской Федерации №136-ФЗ от 25.10.2001 г.;

Постановление Правительства РФ от 10 июля 2018 г. № 800 «О проведении рекультивации и консервации земель»;

Основные положения о рекультивации земель, нарушенных при разработке месторождений полезных ископаемых и торфа, проведении геолого-разведочных, строительных и других работ, М., Колос, 1977 г.;

Положение о порядке передачи рекультивированных земель землепользователям предприятиями, организациями и учреждениями, разрабатывающими месторождения полезных ископаемых и торфа, проводящими геологоразведочные, изыскательские, строительные и иные работы, связанные с нарушением почвенного покрова» (утв. Приказом Минсельхоза СССР 18.02.1977 г.);

Сборник норм отвода земель для строительства линейных сооружений. М., Стройиздат, 1976 г.;

ГОСТ 27593-88 «Почвы. Термины и определения»;

ГОСТ Р 59055-2020 «Охрана окружающей среды. Земли. Термины и определения»;

ГОСТ 17.4.3.02-85 «Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ»;

ГОСТ Р 59070-2020 «Охрана окружающей среды. Рекультивация нарушенных и нефтезагрязненных земель. Термины и определения»;

ГОСТ Р 59060-2020 «Охрана окружающей среды. Земли. Классификация нарушенных земель в целях рекультивации»;

ГОСТ Р 59057-2020 «Охрана окружающей среды. Земли. Общие требования по рекультивации нарушенных земель»;

ГОСТ 17.5.3.05-84 «Охрана природы. Рекультивация земель. Общие требования к землеванию»;

ГОСТ 17.5.3.06-85 «Охрана природы. Земли. Рекультивация земель. Общие требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ».

Охрана поверхностных и подземных вод от истощения и загрязнения:

Водный кодекс РФ ФЗ от 03.06.2006 г. № 74-ФЗ;

Правила охраны поверхностных водных объектов, утв. Постановлением Правительства РФ от 10.09.2020 г. №1391;

ГОСТ Р 59053-2020 «Охрана окружающей среды. Охрана и рациональное использование вод. Термины и определения»;

ГОСТ Р 59054-2020 «Охрана окружающей среды. Поверхностные и подземные воды. Классификация водных объектов»;

ГОСТ 17.1.3.05-82 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами»;

ГОСТ 17.1.3.06-82 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод»;

ГОСТ 27065-86 «Качество вод. Термины и определения»;

ГОСТ 19179-73 «Гидрология суши. Термины и определения»;

ВСН 486-86 «Обеспечение охраны водной среды при производстве работ гидромеханизированным способом»;

ГОСТ 17.1.3.13-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения»;

СП 2.1.5.1059-01 «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения»;

Методические указания по применению правил охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами, 1982 г.;

СанПиН 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения»;

Порядок ведения собственниками водных объектов и водопользователями учета объема забора (изъятия) водных ресурсов из водных объектов и объема сброса сточных вод и (или) дренажных вод, их качества (утв. приказом Минприроды России от 8 июля 2009 г. № 205);

СП 32.13330.2018 «Свод правил. Канализация. Наружные сети и сооружения».

Охрана окружающей среды при складировании (утилизации) отходов:

Порядок ведения государственного кадастра отходов (утв. Приказом Минприроды России № 792 от 30.09.2011 г.);

Федеральный классификационный каталог отходов, утв. Приказом МПР РФ №242 от 22.05.2017 г.;

Постановление Правительства РФ № 1026 от 08.12.2020 г. «Об утверждении порядка паспортизации и типовых форм паспортов отходов I-IV классов опасности»;

Критерии отнесения отходов к I-V классам опасности по степени негативного воздействия на окружающую среду (утв. приказом Минприроды России от 4 декабря 2014 г. № 536);

Приказ Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 9 марта 2016 г. № 123 «Об организации работы по подтверждению отнесения отходов к конкретному классу опасности»;

Порядок разработки и утверждения нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (утв. приказом Минприроды России от 08.12.2020 г. № 1029);

Временные методические рекомендации по проведению инвентаризации мест захоронения и хранения отходов в Российской Федерации. Минприроды России, М., 1995 г.;

ГОСТ 30775-2001 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов. Основные положения»;

ГОСТ Р 51769-2001 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Документирование и регулирование деятельности по обращению с отходами производства и потребления»;

ГОСТ Р 52108-2003 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Основные положения»;

ГОСТ Р 53691-2009 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Паспорт отхода I-IV класса опасности. Основные требования»;

ГОСТ Р 55088-2012 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Принципы рационального обращения с отходами»;

ГОСТ Р 56614-2015 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Идентификация и определение количества отходов»;

СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий»;

Сборник методик по расчёту объёмов образования отходов. СПб, 2004 г.;

Методические рекомендации по вопросам, связанным с определением нормативов накопления твердых коммунальных отходов (утв. Приказом Министерства строительства и ЖКХ РФ №524/пр. от 28.07.2016 г.);

РДС 82-202-96 «Правила разработки и применения нормативов трудноустраняемых потерь и отходов материалов в строительстве»;

Сборник удельных показателей образования отходов производства и потребления, М., 1999 г.;

СТО Газпром 12-2005 «Каталог отходов производства и потребления дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром».

Охрана растительного и животного мира:

Лесной кодекс Российской Федерации от 4 декабря 2006 г. № 200-ФЗ;

Постановления Правительства РФ № 997 от 13.08.1996 г. «Об утверждении требований по предотвращению гибели объектов животного мира при осуществлении производственных процессов, а также при эксплуатации транспортных магистралей, трубопроводов, линий связи и электропередачи».

Производственный экологический мониторинг:

Положение о государственном экологическом мониторинге (государственном мониторинге окружающей среды) и государственном фонде данных государственного экологического мониторинга (государственного мониторинга окружающей среды) (утв. постановлением Правительства РФ от 9 августа 2013 г. № 681)

ГОСТ Р 56059-2014 «Производственный экологический мониторинг. Общие положения»;

ГОСТ Р 56061-2014 «Производственный экологический контроль. Требования к программе производственного экологического контроля»;

ГОСТ Р 56062-2014 «Производственный экологический контроль. Общие положения»;

ГОСТ 56063-2014 «Производственный экологический мониторинг. Требования к программе производственного экологического мониторинга»;

СТО Газпром 12-3-002-2013 «Проектирование систем производственного экологического мониторинга»;

Санитарные правила СП 1.1.2193-07 (Изменения и дополнения № 1 к СП 1.1.1058-01 «Организация и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий»);

СТО Газпром 2-1.19-214-2008 «Охрана окружающей среды на предприятиях ОАО «Газпром». Производственный экологический контроль и мониторинг. Термины и определения»;

СТО Газпром 12-2.1-024-2019 «Документы нормативные в области охраны окружающей среды. Система газоснабжения. Производственный экологический контроль. Основные требования».

Мониторинг атмосферного воздуха

СТО Газпром 2-1.19-297-2009 «Охрана окружающей среды на предприятиях ОАО «Газпром». Производственный контроль за охраной атмосферного воздуха. Порядок организации и ведения»;

ГОСТ Р 59059-2020 «Охрана окружающей среды. Контроль загрязнений атмосферного воздуха. Термины и определения»;

ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов»;

ГОСТ 17.2.4.02-81 «Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ»;

ГОСТ ISO 9612-2016 «Акустика. Измерение шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах»;

ГОСТ 33997-2016 «Колёсные транспортные средства. Требования к безопасности в эксплуатации и методы проверки»;

Методическое пособие по аналитическому контролю выбросов загрязняющих веществ (взамен ОНД-90).

Мониторинг поверхностных и подземных вод

СТО Газпром 12-2.1-024-2019 «Документы нормативные в области охраны окружающей среды. Система газоснабжения. Производственный экологический контроль. Основные требования»;

ГОСТ 17.1.3.07-82 «Охрана природы. Гидросфера. Правила контроля качества воды водоемов и водотоков»;

ГОСТ 17.1.4.01-80 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к методам определения нефтепродуктов в природных и сточных водах»;

ГОСТ 17.1.5.01-80 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к отбору проб донных отложений водных объектов для анализа на загрязненность»;

ГОСТ 31861-2012 «Вода. Общие требования к отбору проб»;

Р 52.24.353-2012 «Отбор проб поверхностных вод суши и очищенных сточных вод»;

РД 52.18.833-2015 «Порядок проведения наблюдений и оценки состояния поверхностных водных объектов для определения влияния промышленных объектов и производств 1 класса опасности»;

РД 52.18.834-2015 «Порядок наблюдений в фоновых створах для определения и оценки состояния поверхностных водных объектов и влияния промышленных объектов и производств I класса опасности»;

РД 52.24.309-2016 «Организация и проведение режимных наблюдений за загрязнением поверхностных вод суши»;

РД 52.24.354-2020 «Организация и проведение специальных наблюдений за состоянием водных объектов и источниками их загрязнения в районах разработки месторождений нефти, газа и газоконденсата»;

РД 52.24.609-2013 «Организация и проведение наблюдений за содержанием загрязняющих веществ в донных отложениях водных объектов»;

РД 52.24.643-2002 «Методические указания. Метод комплексной оценки степени загрязненности поверхностных вод по гидрохимическим показателям»;

СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

Мониторинг почвенного покрова

Методические рекомендации по выявлению деградированных и загрязненных земель (утв. Роскомземом 28.12.1994 г., Минсельхозпродом РФ 26.01.1995 г., Минприроды РФ 15.02.1995 г.);

РД 52.44.2-94 «Методические указания. Охрана природы. Комплексное обследование загрязнения природных сред промышленных районов с интенсивной антропогенной нагрузкой»;

СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий»;

СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»;

МУ 2.1.7.730-99 «Гигиеническая оценка качества почвы населенных мест»;

СТО Газпром 12-2.1-024-2019 «Документы нормативные в области охраны окружающей среды. Система газоснабжения. Производственный экологический контроль. Основные требования»;

ГОСТ 17.4.1.02-83 «Охрана природы. Почвы. Классификация химических веществ для контроля загрязнения»;

ГОСТ Р 58486-2019 «Охрана природы. Почвы. Номенклатура показателей санитарного состояния»;

ГОСТ 17.4.2.02-83 «Охрана природы. Почвы. Номенклатура показателей пригодности нарушенного плодородного слоя почв для землевания»;

ГОСТ 17.4.3.01-2017 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору почв»;

ГОСТ 17.4.3.04-85* «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения»;

ГОСТ 17.4.4.02-2017 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа»;

ГОСТ Р 58595-2019 «Почвы. Отбор проб».

Мониторинг обращения с отходами

СТО Газпром 12-2.1-024-2019 «Документы нормативные в области охраны окружающей среды. Система газоснабжения. Производственный экологический контроль. Основные требования».

Воздействие при аварийных ситуациях

Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ от 21.07.97 г.;

Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. М., ЗАО НТЦ ПБ, 2015;

Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 17 августа 2015 г. № 317);

ВРД 39-1.13-056-2002 Технология очистки различных сред и поверхностей, загрязненных углеводородами;

СТО Газпром 2-1.19-530-2011 «Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и определение размера вреда окружающей природной среде при авариях на магистральных газопроводах»;

СТО Газпром 2-2.3-351-2009 «Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром»;

СТО Газпром 2-2.3-400-2009 «Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО «Газпром».

Перечень и расчет затрат на реализацию природоохранных мероприятий и компенсационных выплат:

Постановление Правительства РФ №255 от 03.03.2017 г. «Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду»;

Постановление Правительства РФ № 913 от 13.09.2016 г. «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах».

Идентификация экологических аспектов и рисков от намечаемой деятельности:

СТО Газпром 12-1.1-026-2020 «Документы нормативные в области охраны окружающей среды. Система экологического менеджмента. Порядок идентификации экологических аспектов».

Наилучшие доступные технологии:

ГОСТ Р 56828.5-2015. Национальный стандарт Российской Федерации. Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по порядку применения информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям при оценке воздействия проектируемых предприятий на окружающую среду;

ГОСТ Р 113.00.03-2019. Национальный стандарт Российской Федерации. Наилучшие доступные технологии. Структура информационно-технического справочника;

ГОСТ Р 113.00.03-2019. Национальный стандарт Российской Федерации. Наилучшие доступные технологии. Структура информационно-технического справочника;

Приказ Минприроды России от 13.06.2019 № 376 «Об утверждении нормативного документа в области охраны окружающей среды «Технологические показатели наилучших доступных технологий добычи нефти»;

Приказ Минприроды России от 14.02.2019 № 89 «Об утверждении Правил разработки технологических нормативов»;

Распоряжение Правительства РФ от 13.03.2019 № 428-р «Об утверждении видов технических устройств, оборудования или их совокупности (установок) на объектах I категории, ста-

ционные источники выбросов загрязняющих веществ, сбросов загрязняющих веществ которых подлежат оснащению автоматическими средствами измерения и учета показателей выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ, а также техническими средствами фиксации и передачи информации о показателях выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ в государственный реестр объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду».

