



Общество с ограниченной ответственностью  
«Газпром проектирование»

Инв. № 004325/0007

Заказчик - ООО «Газпром добыча Тамбей»

**ОБУСТРОЙСТВО МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТАМБЕЙСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ. МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД ОТ  
ТАМБЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДО СМГ «БОВАНЕНКОВО-  
УХТА» (1 НИТКА). УЧАСТОК ОТ ТАМБЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
ДО КС «КАРСКАЯ»  
(Договор № 0762.353.015.2023/0004)**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 1. Пояснительная записка**

**Часть 1. Общая пояснительная записка**

0762.015.П.3/1.0007-ПЗ1

Том 1.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата



Общество с ограниченной ответственностью  
«Газпром проектирование»

Заказчик - ООО «Газпром добыча Тамбей»

**ОБУСТРОЙСТВО МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТАМБЕЙСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ. МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД ОТ  
ТАМБЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДО СМГ «БОВАНЕНКОВО-  
УХТА» (1 НИТКА). УЧАСТОК ОТ ТАМБЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
ДО КС «КАРСКАЯ»  
(Договор № 0762.353.015.2023/0004)**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 1. Пояснительная записка**

**Часть 1. Общая пояснительная записка**

0762.015.П.3/1.0007-ПЗ1

Том 1.1

Инд. № подл. 004325/0007	Подпись и дата	Взам. инв. №
-----------------------------	----------------	--------------

Главный инженер Тюменского филиала



М.П. Крушин

Главный инженер проекта

И.И. Жуков

Обозначение	Наименование	Примечание
0762.015.П.3/1.0007-ПЗ1-С	Содержание тома 1.1	
0762.015.П.3/1.0007-СП	Состав проектной документации	Отдельный том
0762.015.П.3/1.0007-ПЗ1	Часть 1 Общая пояснительная записка Текстовая часть	

Согласовано		

Инв.№ подл. 004325/0007	Подпись и дата	Взам. инв.№

						0762.015.П.3/1.0007-ПЗ1-С			
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	Содержание тома 1.1	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Жуков			02.24		П		1
Пров.		Жуков			02.24				
ГИП		Жуков			02.24				
									

## Список исполнителей

Бюро ГИПов

Главный инженер проекта

И.И. Жуков

(подпись, дата)

## Содержание

Обозначения и сокращения .....	4
ЗАВЕРЕНИЕ .....	7
1. Общие сведения .....	8
2. Исходные данные и условия для подготовки проектной документации .....	12
3. Сведения о функциональном назначении объекта капитального строительства, состав и характеристика производства, номенклатура выпускаемой продукции .....	14
3.8.1. Характеристика источников электроснабжения на напряжении 10кВ для объектов ЛЧ магистрального газопровода .....	48
3.8.2. Характеристики источников электроснабжения на напряжении 0,4кВ ЛЧ магистрального газопровода .....	49
3.8.3. Обоснование принятой схемы электроснабжения .....	50
3.8.4. Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии .....	50
3.8.5. Решения по электроснабжению потребителей электроэнергии узлов охранных кранов, крановых узлов, узлов запуска, приема очистного устройства и узла подключения КС магистрального газопровода .....	51
3.8.6. Решения по электроснабжению потребителей электроэнергии ПРС .....	53
3.8.7. Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации электроснабжения .....	53
3.8.8. Перечень мероприятий по экономии электрической энергии .....	54
3.8.9. Описание мест расположения приборов учета используемой электрической энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов .....	54
3.8.10. Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектах .....	55
3.8.11. Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства .....	56
3.8.12. Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите .....	56
3.8.13. Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры .....	57
3.8.14. Описание системы рабочего и аварийного освещения .....	58
3.8.15. Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии .....	58

3.8.16. Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии.....	59
3.8.17. Электробезопасность.....	59
3.8.18. Противопожарные мероприятия .....	61
4. Сведения о потребности объекта капитального строительства в топливе, газе, воде и электрической энергии.....	63
5. Данные о проектной мощности объекта капитального строительства .....	67
6. Сведения о земельных участках, изымаемых для государственных или муниципальных нужд, о земельных участках, в отношении которых устанавливается сервитут, публичный сервитут и (или) заключается договор аренды (субаренды), - в случае изъятия земельного участка для государственных или муниципальных нужд, установления сервитута, публичного сервитута, заключения договора аренды (субаренды).....	68
7. Сведения о категории земель, на которых планируется разместить (размещен) объект капитального строительства .....	69
8. Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков и (или) для внесения в качестве арендной платы, платы за сервитут, публичный сервитут и (или) для выкупа земельных участков, - в случаях, установленных законодательством Российской Федерации .....	70
9. Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований.....	71
10. Технико-экономические показатели проектируемых объектов капитального строительства .....	72
11. Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий .....	73
12. Сведения о компьютерных программах, которые использованы при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений .....	74
13. Обоснование возможности осуществления строительства объекта капитального строительства по этапам строительства с выделением этих этапов.....	75
14. Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения.....	80
Приложение А Задание на проектирование «Магистральный газопровод от Тамбейского месторождения до СМГ «Бованенково-Ухта» (1 нитка). Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская»».....	81

## Обозначения и сокращения

<b>АПАВ</b>	– Анионно-поверхностно активные вещества
<b>БПК</b>	– Биохимическое потребление кислорода
<b>ВЗиС</b>	– Временные здания и сооружения
<b>ВС</b>	– Водозаборные сооружения
<b>ВК</b>	– Водный кодекс
<b>ВЛ</b>	– Высоковольтная линия
<b>ВОЗ</b>	– Всемирная организация здравоохранения
<b>ГРОРО</b>	– Государственный реестр объектов размещения отходов
<b>ГСМ</b>	– Горючесмазочные материалы
<b>ДЭС</b>	– Дизельная электростанция
<b>ЗВ</b>	– Загрязняющие вещества
<b>ЗСО</b>	– Зона санитарной охраны
<b>ЗРА</b>	– запорно – регулирующая арматура
<b>ИЭИ</b>	– Инженерно-экологические изыскания
<b>ЛКМ</b>	– Лакокрасочные материалы
<b>КМНС</b>	– Коренные малочисленные народы Севера
<b>КОТР</b>	– Ключевые орнитологические территории
<b>КС</b>	– компрессорная станция
<b>КХА</b>	– Количественный химический анализ
<b>МНО</b>	– Место накопления отходов
<b>МНС</b>	– Малочисленные народы Севера
<b>МПР</b>	– Министерство природных ресурсов

<b>МСОП</b>	– Международный союз охраны природы и природных ресурсов
<b>НВОС</b>	– Негативное воздействие на окружающую среду
<b>НГКМ</b>	– Нефтегазоконденсатное месторождение
<b>НДВ</b>	– Нормативно допустимый выброс
<b>НМУ</b>	– Неблагоприятные метеорологические условия
<b>НДТ</b>	– Наилучшие доступные технологии
<b>ОБУВ</b>	– Ориентировочно безопасные уровни воздействия
<b>ОВОС</b>	– Оценка воздействия на окружающую среду
<b>ОДК</b>	– Ориентировочно-допустимы концентрации
<b>ООПТ</b>	– Особо охраняемые природные территории
<b>ООС</b>	– Охрана окружающей среды
<b>ОПО</b>	– Опасный производственный объект
<b>ОРВИ</b>	– Острая респираторная вирусная инфекция
<b>ОРО</b>	– Объект размещения отходов
<b>ПАВ</b>	– поверхностно-активные вещества
<b>ПДК</b>	– Предельно-допустимые концентрации
<b>ПДКм.р.</b>	– Предельно-допустимая концентрация максимально-разовая
<b>ПДКс.с.</b>	– Предельно допустимая концентрация средне суточная
<b>ПДУ</b>	– Предельно-допустимый уровень
<b>ПОС</b>	– Проект организации строительства
<b>ПЛА</b>	– План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий
<b>ПЭК(М)</b>	– Производственно-экологический контроль (мониторинг)
<b>РФ</b>	– Российская Федерация
<b>СЗЗ</b>	– Санитарно-защитная зона

<b>СИТЕС</b>	– Конвенция по международной торговле вымирающими видами дикой фауны и флоры
<b>СМР</b>	– Строительно-монтажные работы
<b>ТБО</b>	– Твердые бытовые отходы
<b>ТКО</b>	– Твердые коммунальные отходы
<b>УЗВУ</b>	– Узел запуска внутритрубного устройства
<b>УКПГ</b>	– Установка комплексной подготовки газа
<b>ЧС</b>	– Чрезвычайная ситуация
<b>ЯНАО</b>	– Ямало-Ненецкий автономный округ

## **ЗАВЕРЕНИЕ**

о соответствии проектной документации

ООО «Газпром проектирование» как организация, разработавшая настоящую проектную документацию, ЗАВЕРЯЕТ, что документация разработана в соответствии с заданием на проектирование, документами об использовании земельного участка для строительства, техническими регламентами, требованиями по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений и сооружений, и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

Технические решения, принятые и реализованные в настоящей проектной документации, обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию опасных производственных объектов при соблюдении предусмотренных в проектной документации мероприятий.

Главный инженер проекта

И.И. Жуков

(подпись, дата, Ф.И.О.)

## **1. Общие сведения**

### **1.1. Данные о заказчике и разработчике проектной документации**

Заказчиком объекта «Магистральный газопровод от Тамбейского месторождения до СМГ «Бованенково-Ухта» (1 нитка). Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская» является Открытое акционерное общество «Газпром добыча Тамбей».

Почтовый адрес, телефон, факс и телетайп ООО «Газпром добыча Тамбей» - Россия, 121357, Москва, ул. Верейская, д. 29 стр. 34, 6 этаж, тел.: +7 (495) 221-77-60; e-mail: [info@gazdobtambey.ru](mailto:info@gazdobtambey.ru)).

Генеральный директор - Мельников Денис Владимирович.

Исполнителем проектной документации (далее – ПД) объекта «Магистральный газопровод от Тамбейского месторождения до СМГ «Бованенково-Ухта» (1 нитка). Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская» является Тюменский филиал общества с ограниченной ответственностью «Газпром проектирование» ПАО «ГАЗПРОМ» - Тюменский филиал ООО «Газпром проектирование».

Адрес: 625019, г. Тюмень, ул. Воровского, 2.

Директор филиала - Гагарин Максим Николаевич.

Тел.: (3452) 28-64-81 (приемная), факс (3452) 28-61-06.

Главный инженер – Крушин Михаил Павлович.

Тел.: (3452) 286-420, факс (3452) 286-106.

Главный инженер проекта – Жуков Илья Иванович.

Тел.: (3452) 28-6569.

## 1.2. Основание для проектирования

Проектная документация разработана на основании Задания на проектирование «Магистральный газопровод от Тамбейского месторождения до СМГ «Бованенково-Ухта» (1 нитка). Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская», утверждённого Генеральным директором ООО «Газпром лобьча Тамбей» Д.В. Мельниковым в 2023 б/н.

Проектная документация ««Магистральный газопровод от Тамбейского месторождения до СМГ «Бованенково-Ухта» (1 нитка). Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская»» выполняется в соответствии со следующими нормативными документами:

- Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъёмные сооружения»;
- Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»;
- Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»;
- Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»;
- Приказ Ростехнадзора от 26.12.2012 № 779 «Об утверждении Руководства по безопасности факельных систем»;

- Приказ Ростехнадзора от 27.12.2012 № 784 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;
- ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;
- ГОСТ 31843-2013 (ISO 137072000) Нефтяная и газовая промышленность. Компрессоры поршневые. Общие технические требования;
- ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов;
- ГОСТ 12.2.085-2002 Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности;
- ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчёта на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия;
- ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах;
- ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки;
- ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент;
- ГОСТ 8734-75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент;
- СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы;
- СП 36.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* Магистральные газопроводы;
- СП 4.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объёмно-планировочным и конструктивным решениям;
- СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
- СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003;
- СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99\*;

- ПБ 03-581-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов;
- ПБ 11-544-03 Правила безопасности при производстве и потреблении продуктов разделения воздуха;
- СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа;
- СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия;
- СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов
- СТО Газпром 2-3.5-230-2008 Типовые технические требования к устройствам подготовки газа на компрессорных станциях;
- СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов;
- ВРД 39-1.8-005-2002 Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ;
- Правила устройства электроустановок – ПУЭ (седьмое издание);
- Правила устройства и безопасной эксплуатации компрессорных установок с поршневыми компрессорами, работающими на взрывоопасных и вредных газах.

## **2. Исходные данные и условия для подготовки проектной документации**

### **2.1. Исходные данные**

Исходными данными для разработки технологических решений по объекту «Магистральный газопровод от Тамбейского месторождения до СМГ «Бованенково-Ухта» (1 нитка). Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская»» являются:

– Задание на проектирование «Магистральный газопровод от Тамбейского месторождения до СМГ «Бованенково-Ухта» (1 нитка). Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская»», утверждённого Генеральным директором ООО «Газпром лоббича Тамбей» Д.В. Мельниковым в 2023 б/н.;

– ОТР «Магистральный газопровод от Тамбейского месторождения до СМГ «Бованенково-Ухта» (1 нитка). Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская»».

### **2.2. Очень краткие сведения по объекту проектирования**

Комплексные инженерные изыскания выполнены ООО «Уралгеопроект» в 2024 году.

### **2.3. Административно-географическое положение**

В административном отношении территория объекта относится к Ямальскому району Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, на территории Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Областной центр – г. Тюмень, окружной – г. Салехард, административный центр – с. Яр-Сале. Ближайшими населенными пунктами являются пос. Тамбей и пос. Сабетта, расположенные соответственно в 33 и 62 км южнее Северо-Тамбейского ЛУ. Ближайшие аэропорты расположены в пос. Сабетта и на Бованенковском НГКМ. Вертолетные площадки находятся в пос. Тамбей, в пос. Сабетта и пос. Сеяха, расположенные соответственно в 45 и 180 км юго-восточнее Северо-Тамбейского ЛУ. Ближайшая действующая железнодорожная станция Карская находится на железнодорожной линии «Обская-Бованенково-Карская», соединяющей г. Лабытнанги с Бованенковским месторождением, и расположена в 190 км юго-западнее Северо-Тамбейского участка. Постоянно действующая дорожная сеть в рассматриваемом районе отсутствует. Ближайший морской порт находится в пос. Сабетта, и в пос. Ямбург. Речные пристани находятся в г. Салехард, в пос. Сеяха.

Транспортное сообщение района преимущественно воздушное и водное.

Районирование области по степени сложности природных условий для строительства дорог, промышленного и гражданского строительства относит территорию месторождения к особо сложным районам. С точки зрения благоприятности для жизни населения рассматриваемая территория относится к малоблагоприятным.

### **3. Сведения о функциональном назначении объекта капитального строительства, состав и характеристика производства, номенклатура выпускаемой продукции**

#### **3.1. Сведения о категории и классе линейного объекта**

Для газопровода, согласно п.6.1 ГОСТ Р 55989-2014 установлены три степени по ответственности участков МГ – категории «Н» («Нормальная»), «С» («Средняя») и «В» («Высокая»). Категории участков МГ устанавливаются в зависимости от их назначения в соответствии с требованиями таблицы 1 ГОСТ Р 55989-2014.

В связи с тем, что газопровод на всем своем протяжении проходит по территории сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ), и большая часть ММГ относится к категории просадочных, категория ответственности участка газопровода подключения с начальной точки ПК0+00 до конца трассы ПК2040+00 принята не менее «С».

В соответствии с Таблицей 2 Приложения 2 Федерального закона № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», проектируемый магистральный газопровод, предназначенный для транспортировки природного газа под давлением  $P_{раб.11,76}$  МПа, относится к I классу опасности опасных производственных объектов.

#### **3.2. Сведения о проектной мощности (пропускной способности) линейного объекта**

Магистральный газопровод DN1400 с максимально допустимым рабочим давлением 11,76 МПа, рассматриваемый в проекте, подключается к системе магистральных газопроводов «Бованенково-Ухта». Максимальный объем транспорта газа составит 105,12 млн. м<sup>3</sup>/сут.

Подробные сведения о проектной мощности (пропускной способности) линейного объекта приведены в Томе «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Часть 1. Технология трубопроводного транспорта. Книга 2. Гидравлические расчеты и технологическая схема транспорта продукта».

#### **3.3. Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта, обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов** **Крановые узлы.**

В качестве запорной арматуры по трассе газопровода предусмотрены шаровые

равнопроходные краны Рраб.11.76 МПа DN1400 (на байпасных линиях крановых узлов - краны DN300 Рраб. 11,76 МПа), в северном (хладостойком) исполнении ХЛ1 по ГОСТ 15150-69, класса герметичности «А» по ГОСТ 9544-2015, с патрубками под приварку, в подземном исполнении бесколодезной установки (п.8.2.7 ГОСТ Р 55989-2014), с заводской изоляцией, с колонного удлинителя штока увеличенной высоты, с пневмогидравлическими приводами комплектно с блоками управления (с гальванической развязкой), обеспечивающими возможность дистанционного и местного (ручного) управления. Проектом выбрана запорная арматура, выпускаемая отечественными заводами в соответствии с Единым Реестром МТР ПАО «Газпром».

С целью безаварийного открытия байпасного крана DN300, для плавного заполнения участков газопровода газом при пуске (в начальный момент или после проведения ремонтных работ) в крановых узлах предусмотрен дополнительный байпас DN100 с двумя кранами DN100 и краном-регулятором, Рраб 11,76 МПа в соответствии с требованиями п.8.2.9 ГОСТ 55989-2014. Заполнение газом осуществляется из прилегающего участка газопровода, с последовательным открытием сначала дополнительного байпаса, а затем основного байпаса DN300. При этом должен обеспечиваться плавный подъем давления газа в газопроводе не более 0,3 МПа в час.

На горизонтальной части байпасной линии (между основной трубой и байпасными кранами DN300) с обеих сторон от крана DN1400 устанавливаются стояки отбора газа заводского изготовления, на которых предусмотрены фланцевые соединения DN50 для возможности ввода в газопровод ингибитора гидратообразования инвентарными средствами.

В составе крановых узлов в соответствии с п.8.2.12 ГОСТ Р 55989-2014, проектом предусмотрена подземная система резервирования импульсного газа с подземным ресивером из трубы DN150, обеспечивающая двухкратную перестановку затворов кранов. Отбор газа в емкость осуществлен непосредственно из газопровода при помощи предусмотренных в составе крановых узлов стояков отбора газа через обратные клапаны и фильтр-осушитель. Уровень подготовки и степень очистки газа до подачи в газопровод не требуют дополнительных мероприятий по предотвращению гидратообразования при эксплуатации газопровода в штатном режиме.

На крановых узлах в байпасной линии предусмотрены справа и слева от крана DN 300 Г-образные ответвления DN 200 с ручными кранами и фланцевыми соединениями для подключения мобильных компрессорных установок. Принимая во внимание сложные

геологические условия полуострова Ямал (мерзлота, засоленность, пучение, слабая несущая способность грунтов), а также учитывая требования п.8.2.15 ГОСТ Р 55989-2014, для обеспечения надежности крановых узлов запорная арматура диаметром DN 300 – DN

1400 устанавливается на фундаменты на свайном основании с укладкой под опорные части крана электроизолирующей прокладки. Также камеры запуска, приема, загрузочные устройства и устройства извлечения, трубопроводы DN 150 и более, в пределах площадки, устанавливаются на основания.

Горизонтальные участки разводки трубопроводов импульсного газа DN50 укладываются на усиливающие металлоконструкции (швеллер), между металлоконструкциями и трубой для предотвращения электрического контакта прокладывается резиновая пластина толщиной 10 мм. Дополнительно на трубу DN50 установлены бугельные опоры для предотвращения контакта трубопровода с вертикальными ребрами швеллера при перемещении в горизонтальной плоскости (в пределах ширины швеллера). Бугельные опоры применяются заводского изготовления, в комплект поставки которых входит электроизолирующая прокладка.

Для опорожнения участков газопровода при ремонтах и нештатных ситуациях крановые узлы DN 1400 имеют двустороннюю продувку на свечу DN300, трубы обвязки кранового узла (в т. ч. продувочных свечей) приняты категории «С» на рабочее давление 11,76 МПа.

Сброс газа из свечи предусматривается на расстоянии не менее 50 м от кранов DN 1400 (п.8.2.8 ГОСТ Р 55989-2014). Трубопроводы обвязки (свечные и байпасные линии) и вся трубопроводная арматура, устанавливаемая в обвязке крановых узлов рассчитана на максимальное рабочее (избыточное) давление 11,76 МПа аналогично основному трубопроводу. Высота свечи составляет не менее 3м от уровня земли. Для защиты внутренней полости в верхней части продувочной свечи предусмотрена установка оголовка свечи DN 300 P<sub>раб.</sub>11,76 МПа заводского изготовления (п.6.5.7 СТО Газпром 2-3.5-051-2006). Для исключения попадания потенциала от удара молнии на газопровод в свечах предусмотрена установка электроизолирующих вставок. Для обеспечения проектного положения предусматривается крепление продувочной свечи к свайному основанию.

Для проведения инструментального наблюдения за перемещением МГ в вертикальной плоскости в составе крановых узлов предусмотрена установка геодезических марок, закрепленных на фиксированном расстоянии от верха трубы.

Для защиты крановых узлов от воздействия продольных деформаций и перемещений, до и после кранового узла предусматривается устройство компенсаторов (трапецеидальной формы) на расстоянии 60-100 метров. Для исключения просадок и обеспечения проектного положения крановых узлов на трубопроводе DN1400 предусматривается установка двух бугельных корпусных опор хладостойкого исполнения и двух бугельных опор усиленной конструкции с опиранием на свайные основания.

Управление кранами по трассе газопровода, а также кранами на байпасных и свечных линиях предусмотрено из диспетчерских пунктов ЛПУ МГ по каналам системы линейной телемеханики.

Для охранных кранов КС предусмотрено дистанционное управление с использованием АСУ ТП КС из пункта управления КС.

В соответствии с пунктом 6.5.1 СТО Газпром 2-3.5-051-2006, в связи с наличием системы телемеханического контроля и управления кранами МГ установка ААЗК (автомат аварийного закрытия крана) на кранах по трассе не предусмотрена. В качестве автоматики аварийного закрытия применена система автоматического управления, реализованная посредством телемеханики, алгоритмы работы которой предусматривают автоматическое перекрытие крана (без участия диспетчерского персонала).

Для проведения инструментального наблюдения за перемещением МГ в вертикальной плоскости в составе КУ и УЗПОУ предусмотрена установка геодезических марок, закрепленных на фиксированном расстоянии от верха трубы.

На площадках крановых узлов и площадках УЗВУ, УПВУ предусмотрено ограждение в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-1.4-186-2008. Узлы установки кранов и все надземные части оборудования (кроме продувочных свечей) размещаются в укрытии с размещением в нём всей крановой обвязки без периметрального ограждения в соответствии с ТЗ Заказчика.

Для предотвращения несанкционированного доступа к запорной арматуре предусматривается ее установка в укрытиях с обеспечением закрытия дверей с помощью инвентарных средств.

Поставка арматуры DN50-1400 предусматривается с приваренными в заводских условиях переходными кольцами (патрубками) для снижения вероятности попадания сварочного грата при монтаже ТПА в трассовых условиях и предотвращения температурного воздействия от зоны сварного шва на ЗРА при монтаже. При этом, в соответствии с

требованиями, указанными в письме ПАО «Газпром» от 25.03.2015 № 03/08/1-1609, длина приваренных в заводских условиях переходных колец (патрубков), в зависимости от диаметра трубопроводной арматуры, принята:

- для DN 50 – 700: от полутора до двух номинальных диаметров арматуры;
- для DN 1400: до 400 мм.

Применяемая арматура должна соответствовать решению Департамента ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко) от 12.02.2020 № 03/08/2-1278 в части повышению надежности трубопроводов обвязки (защита от внешних воздействий и надежности соединения трубок импульсного газа, набивочных и дренажных линий) кранов шаровых для подземной установки.

Испытания арматуры на прочность, плотность и герметичность запорного органа предусмотрено выполнить при входном контроле (гидравлическим способом) и после проведенных СМР в процессе испытаний построенного газопровода (гидравлическим или пневматическим способом).

Контроль герметичности трубопроводной арматуры выполнить с учетом требований ГОСТ Р 56006-2014 «Арматура трубопроводная. Испытания и приемка на объектах магистральных газопроводов перед вводом их в эксплуатацию. Общие технические требования».

После проведения СМР, очистки и испытаний построенного участка газопровода предусмотрено проведение ВТД для контроля качества выполненных работ.

#### **Узлы запуска-приема внутритрубных устройств.**

Для проведения мероприятий по очистке и диагностированию газопровода, в соответствии с п.8.3.1 ГОСТ Р 55989-2014, предусмотрены узлы запуска-приема внутритрубных устройств.

Запуск средств очистки и диагностики будет осуществляться с УЗВУ, расположенного возле УКПГ Северо-Тамбейского месторождения. Строительство промежуточного узла запуска-приема ВТУ предусмотрено в составе узла подключения КС «Карская».

Строительство узла приема ВТУ предусмотрено перед точкой подключения газопровода подключения Северо-Тамбейского ЛУ в 3-ю нитку СМГ «Бованеково-Ухта». Для пропуска внутритрубных очистных и диагностических поршней на резервных нитках переходов газопровода-подключения через водные преграды с шириной 75 м и более (при меженном горизонте) в соответствии с п.8.3.3 ГОСТ Р 55989-2014 предусмотрены узлы

запуска и приема ВТУ DN1400 на резервных нитках.

В соответствии с п.6.4.5 СТО Газпром 2-3.5-051-2006, в состав УЗВУ/УПВУ входят:

- камера запуска/приема ВТУ с затвором байонетного типа в блочно-комплектном исполнении, с блокировкой открытия затвора при наличии давления;
- трубопроводы, арматура и продувочные свечи, обеспечивающие необходимые технологические операции по запуску и приему ВТУ;
- сигнализаторы прохождения ВТУ;
- узел сбора продуктов очистки;
- стабилизирующее устройство для защиты от возможных продольных перемещений газопровода от действия перепада температур и внутреннего давления.

Камеры необходимы для запуска и приема очистного устройства, которое проходит по газопроводу и очищает его от механических примесей, влаги, конденсата. Очистное устройство представляет собой поршень со щетками или скребками, который движется от площадки УЗВУ до площадки УПВУ в потоке газа, за счет разности давлений – до и после поршня.

Камеры имеют опорные лапы для установки на фундамент.

Камеры изготавливаются с наружной заводской антикоррозионной изоляцией.

По способу присоединения камеры к трубопроводам камеры предусмотрены с концами под приварку.

В проекте предполагается применение камер запуска/приема отечественного производства по типу ТУ 3689-037-00217610-2010 ОАО «Волгограднефтемаш».

Принятая технология подготовки газа в проектом технологическом режиме предусматривает подачу в газопровод подключения осушенного и очищенного газа,

не содержащего жидких фракций с точкой росы по влаге и конденсату. Технические показатели газа соответствуют требованиям СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия».

Применение труб с внутренним гладкостным покрытием исключает дополнительное загрязнение газа продуктами внутренней коррозии газопроводов.

Вместе с тем, возможность попадания в газопровод влаги в нестандартных ситуациях (при нарушениях технологического режима или аварийных ситуациях, после ремонтных работ на газопроводе и т.п.) не может быть полностью исключена. Для таких ситуаций, а также на основании требований п.6.4.12 СТО Газпром 2-3.5-051-2006, на площадках УЗВУ/УПВУ

предусматриваются сборники продуктов очистки – конденсатосборники, выполненные из труб и деталей категории «В» заводского изготовления (п.8.2.13 ГОСТ Р 55989-2014). Конденсатосборники подвергаются предварительному гидравлическому испытанию на давление, равное полуторному рабочему давлению в газопроводе (п.8.2.14 ГОСТ Р 55989-2014).

В соответствии с требованиями п.6.4.15 и п.6.4.16 СТО Газпром 2-3.5-051-2006, конденсатосборник размещается на расстоянии не менее 15 м от газопровода и не менее 60 м от свечи сброса газа. Конструкция коллектора-сборника и его обвязка позволяют выполнять его отключение от камеры приема, обеспечивают возможность стравливания газа в атмосферу через свечную линию, перекачку жидкости и шлама в передвижные емкости (автоцистерны) для вывоза их на утилизацию, очистку нижней части коллектора (с применением «барботажной» линии DN80 с установкой отключающей арматуры).

Сварные стыки конденсатосборника подвергаются неразрушающему контролю в объеме 100% радиографическими методами и 100% ультразвуком.

Для разрыхления твердых продуктов очистки, находящихся в сборниках, с целью их подачи в автоцистерну, в обвязке сборников предусмотрена линия барботирования.

Продувка азотом выполняется только после сброса избыточного давления из камеры, путем подачи азота через соответствующий стояк в обвязке крана перед камерой.

Расположение продувочных свечей на УЗВУ/УПВУ выполнено на основании требований п.8.2.8 ГОСТ Р 55989-2014 «Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа», а также п.6.4.16 СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов».

Управление кранами на обводных линиях узлов пуска и приема ВТУ предусмотрено из диспетчерских пунктов ЛПУ по каналам системы линейной телемеханики. При проведении операций по очистке или диагностированию газопровода управление кранами на обводных линиях и другими кранами узлов осуществляется посредством мобильного пульта управления.

В соответствии с п.8.3.4 ГОСТ Р 55989-2014 на площадках линейных крановых узлов и площадках УЗВУ/УПВУ проектом предусматривается установка датчиков для фиксации прохождения ВТУ (внутритрубных устройств). Для обеспечения продувки трубопроводов и оборудования узлов запуска и приема ВТУ при проведении ремонтных работ предусмотрен подвод инертного газа через стояки отбора газа.

По результатам расчетов конструктивных элементов в месте присоединения

магистрального газопровода к узлу пуска и приема ВТУ предусматривается устройство компенсаторов (трапецеидальной формы) на расстоянии 50-100 метров от площадок запуска/приема ВТУ (от стабилизирующего устройства узлов запуска/приема ВТУ).

Пропуск очистного и диагностического поршней по газопроводу обеспечивается движением товарного газа, при этом скорость поршня регулируется расходом газа по магистральному газопроводу путем установки соответствующего технологического режима на ДКС Северо-Тамбейского НГКМ и КС «Карская».

### **3.4. Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях**

Реконструируемые межпромысловые газопроводы находятся в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ) и проложены подземно.

При подземной прокладке на участках прохождения трубопроводов в ММГ предусматривается подсыпка толщиной 0,1 м и обсыпка толщиной 0,2 м «мягким» грунтом (минеральный грунт с крупностью фракций не более 5 мм) для предотвращения повреждения изоляции трубопровода.

Для предотвращения всплытия трубопроводов при подземной прокладке трубопроводов в процессе монтажа и эксплуатации предусматривается их балластировка пригрузами ПТБК.

Выполнение строительно-монтажных работ предусмотрено в зимний строительный сезон при промерзании деятельного слоя на глубину, исключаящую разрушение растительного покрова строительной техникой.

На участках распространения ММГ и на участках с высоким стоянием грунтовых вод газопровод балластируется пригрузами ПТБК (полимерконтейнер текстильный бескаркасный).

На участках прохождения газопроводов по болотам предусмотрена подземная прокладка трубопроводов с их балластировкой пригрузами ПТБК (полимерконтейнер текстильный бескаркасный).

Разработка траншеи под трубопроводы выполняется одноковшовым экскаватором. На участках многолетнемерзлых грунтов разработка траншеи выполняется с предварительным рыхлением.

На площадках узлов камер пуска и приема очистных устройств предусмотрена

установка опор в подземной части трубопроводов, исключая вертикальное перемещение примыкающих к узлу трубопроводов и трубопроводов обвязки узлов.

На площадках УЗОУ и УПОУ предусмотрена установка стабилизирующих устройств.

### **3.5. Характеристика параметров трубопровода**

В соответствии с Таблицей 2 Приложения 2 Федерального закона №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», проектируемый магистральный газопровод, предназначенный для транспортировки природного газа под давлением  $P_{раб.11,76}$  МПа, относится к I классу опасности опасных производственных объектов.

Проектирование газопровода DN1400 предусматривается прежде всего в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55989-2014 «Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. Основные требования».

Для газопровода, согласно п.6.1 ГОСТ Р 55989 установлены три степени по ответственности участков МГ - категории «Н» («Нормальная»), «С» («Средняя») и «В» («Высокая»).

Категории участков МГ устанавливаются в зависимости от их назначения в соответствии с требованиями таблицы 1 ГОСТ Р 55989.

В связи с тем, что газопровод на всем своем протяжении проходит по территории сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ), и большая часть ММГ относится к категории просадочных, категория ответственности участка газопровода подключения с начальной точки ПК0+00 до точки подключения в СМГ «Бованенково-Ухта» принята не менее «С».

Особенностью подготовки газа Северо-Тамбейского ЛУ к транспорту является необходимость круглогодичного охлаждения до 0°C в связи с прохождением трассы в районе распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ).

Для обеспечения отрицательных температур газа на участках распространения многолетнемерзлых грунтов на УКПГ Северо-Тамбейского ЛУ и на КС «Карская» предусмотрено строительство станции охлаждения газа (СОГ) рекуперативного типа.

Газ на вход газопровода подключения Северо-Тамбейского ЛУ будет поступать с выхода ДКС 1 очереди, расположенной на газовом промысле Северо-Тамбейского ЛУ.

Давление на выходе с газового промысла принято 11,76 МПа, температура - минус 2°С, кратковременно в жаркое время суток допускается подача газа с температурой 0°С.

По мере движения газ снижает температуру до температуры грунта.

### **3.6. Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации**

Рабочее давление по трассе газопровода подключения на рассматриваемом участке постоянное и составляет 11,76 МПа.

Толщина стенки магистрального газопровода принимается по всей длине постоянной по результатам расчета в соответствии с максимальным рабочим давлением и с учетом категории участка.

Расчет толщины стенок трубопровода выполнен по формулам ГОСТ Р 55989-2014 «Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа», А.Б. Айнбиндер «Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость».

Расчет толщины стенки всех трубопроводов (основной трубопровод, трубопроводы в обвязке крановых узлов и узлов запуска и приема ВТУ) выполнен для максимального рабочего (избыточного) давления 11,76 МПа.

На основании проведенных расчетов, проектом выбраны трубы минимально допустимой толщины с учетом сортамента труб, выпускаемых отечественными заводами, исходя из требований «Инструкция по применению стальных труб на объектах ОАО «Газпром» СТО Газпром 2-4.1-971-2015 и Единого Реестра материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром».

В целях гармонизации параметров трубной продукции с ранее построенными объектами СМГ «Бованеково-Ухта», для унификации и возможности взаимозаменяемости трубной продукции и СДТ при проведении ремонтно-восстановительных работ, к применению приняты трубы 1420x27,7 мм и 1420x33,4 мм для категорий С и В соответственно.

При строительстве газопровода и его арматурных узлов применяются трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 1420 мм класса прочности К65, диаметром 530 мм

класса прочности К60, а также трубы стальные бесшовные диаметром до 325 мм, класса прочности К48 категории Е.

Трубы диаметром 1420 мм применяются с наружным монослойным антикоррозионным покрытием типа ПЭПк-М-Н по типу ТУ 1390-004-47966425-2015 и внутренним гладкостным покрытием ВГП по типу ТУ 24.20.13.190-005-47966425-2021. Наружное покрытие применяется усиленного типа в нормальном исполнении общей толщиной не менее 3,0 мм и соответствует требованиям ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» (АКП усиленного типа конструкция № 2).

Монослойное полиэтиленовое покрытие характеризуется теми же техническими показателями, что и трехслойное полиэтиленовое покрытие усиленного типа ПЭПк-3.

Технические требования к покрытиям (монослойное и трехслойное) определены 12-тью показателями таблицы 1 ТУ 1390-004-47966425-2015.

Основные показатели таблицы 1 приведены ниже:

- общая толщина покрытия 3.0 мм;
- диэлектрическая сплошность покрытия, не менее 20 кВ;
- относительное удлинение при разрыве полиэтиленового слоя покрытия при - 45°С не менее 100 %;
- прочность покрытия при ударе, не менее 7 Дж/мм при - 45°С и не менее 4 Дж/мм при +60°С;
- адгезия покрытия, не менее 200 Н/см при +23°С и не менее 80 Н/см при +60°С;
- адгезия покрытия при +23°С после выдержки в воде в течении 1000 ч, не менее 100 Н/см.

Технические показатели рассматриваемого в проекте покрытия соответствуют требованиям ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» таблица 1 «Конструкция защитных покрытий строящихся и реконструируемых трубопроводов» и таблица 2 «Требования к покрытиям усиленного типа».

Трубы диаметром 1720 мм на участках прокладки кожуха открытым способом или методом горизонтального бурения (в том числе продавливания) применяются с наружным монослойным антикоррозионным покрытием специального исполнения типа ПЭПк-М-С по типу ТУ 24.20.13-001-45657335-2017. Наружное покрытие применяется усиленного типа в специальном исполнении общей толщиной не менее 3,5 мм.

Трубы диаметром 530-1420мм – электросварные прямошовные с одним продольным швом, изготовленные электросваркой под флюсом. Трубы 1720 мм (для кожухов) – электросварные с тремя продольными швами, трубы DN300 и менее (категории E) – бесшовные.

Применяемые в проекте соединительные детали трубопровода – днища, отводы, тройники, переходные кольца – изготавливаются в соответствии с государственными и отраслевыми стандартами или техническими условиями, утвержденными в установленном порядке и удовлетворяющими требованиям раздела 15.1 ГОСТ Р 55989–2014.

В соответствии с п.15.1.10 ГОСТ Р 55989–2014, для линейной части газопровода должны применяться следующие конструкции соединительных деталей:

- отводы холодного гнутья;
- отводы, гнутые при индукционном нагреве;
- отводы крутоизогнутые штампованные или штампосварные из двух половин;
- тройники горячей штамповки;
- тройники сварные (без усиливающих элементов);
- тройники штампосварные с цельноштампованными ответвлениями горячей штамповки;
- переходы конические, концентрические штампованные из труб или штампосварные из листового проката;
- днища штампованные эллиптические;
- кольца переходные.

В проекте предусматривается применение соединительных деталей отечественного производства:

- соединительные детали DN500 и более с заводским антикоррозионным изоляционным покрытием;
- соединительные детали DN менее 500 мм без заводского изоляционного покрытия в базовых условиях системой антикоррозионного покрытия по типу «БИУРС» или аналогичное, включенное в Единый Реестр МТР ПАО «Газпром», наносимое в базовых и/или трассовых условиях

Изготовление отводов холодного гнутья предусмотрено согласно ГОСТ 24950-2019 и требований п. 9.4.3.1 СТО Газпром 2-4.1-713-2013 в непосредственной близости от места производства работ на специально подготовленной площадке, при наличии у подрядчика

разрешения на проведение данных работ с оформлением паспорта на каждое изделие. В противном случае, отводы холодного гнущего поставляются заводского изготовления с учетом требований Единого Реестра материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром». Отводы холодного гнущего изготавливаются в соответствии с требованиями п. 9.4.3 СТО Газпром 2-4.1-713-2013, СТО Газпром 2-3.5-1076-2016, Р Газпром 2-3.5-1164-2018.

Радиус изгиба отводов заводского изготовления ограничивается условием прохождения внутритрубного устройства (ВТУ) во время проведения очистки трубопровода и составляет 5 номинальных диаметров трубы.

При проектировании узлов равнопроходных ответвлений от основного трубопровода, а также неравнопроходных ответвлений, диаметр которых составляет свыше

0,3 диаметра основного трубопровода, предусматриваются тройники с решетками, исключающие возможность попадания ВТУ в ответвления.

### **3.7. Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода**

#### **Прокладка газопроводов на всём протяжении принята подземная.**

В соответствии с п.9.1.1 ГОСТ Р 55989-2014 «Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа», заглубление газопровода до верха трубы предусматривается не менее:

- 1,0 м до верхней образующей трубы - на сухих минеральных грунтах;
- 1,0 м до верха балластирующей конструкции – на участках балластировки МГ.

Газопровод укладывается преимущественно параллельно рельефу местности. Повороты в вертикальной и горизонтальной плоскостях осуществляются отводами холодного гнущего и за счет упругого изгиба труб. Общая устойчивость газопроводов обеспечивается укладкой их в соответствии с расчетными радиусами упругого изгиба, а также балластировкой. Прокладка газопровода на косогорных участках с поперечным уклоном более 8 предусматривается с устройством полок.

Ширина траншей по дну и крутизна откосов принимается в соответствии с п.9.1.3 ГОСТ Р 55989-2014 «Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа», СП 86.13330.2022, СП 45.13330.2017 и СНиП 12-04-2002. Ширина траншеи по дну определена в зависимости от назначения и диаметра трубопровода, характеристик грунтов, наличия балластировки и других условий прокладки.

В нормальных равнинных условиях сварка газопровода предусмотрена на бровке траншеи с последующим его опуском в траншею трубоукладочной колонной традиционным способом непрерывной укладки.

В условиях обводненной и заболоченной местности, при производстве работ в неблагоприятный период в проекте предусматривается устройство технологических проездов для выполнения СМР по трубной плети. Конструкция типов технологических проездов и их протяженность принимается с учетом возможности выполнения СМР в неблагоприятные периоды года (при положительных температурах и наличии осадков).

На участках трассы, где ширина траншеи поверху увеличена и укладку газопровода традиционным способом выполнить затруднительно, сварку газопровода следует производить в траншее из одиночных труб или двухтрубных плетей на инвентарных опорах.

Опоры (из контейнеров типа КП-Р-1.8) затем последовательно извлекаются из траншеи с подъемом трубопровода на необходимую высоту. Для этой цели возможно использование трубоукладчиков со стрелой-опорой.

Под смонтированные трубопроводы должна производиться подбивка грунта.

За пределами площадки кранового узла укладка трубопроводов должна осуществляться на коренной грунт дна траншеи. Провисы трубопроводов не допустимы. Восполнение переборов грунта при разработке траншеи выполняется в соответствии с п.8.1.15 СП 86.13330.2022.

Во всех углах поворота по длине двух тангенсов предусмотреть постепенное расширение траншеи, размер которой в вершине угла поворота достигает двукратной ширины по отношению к прямолинейным участкам. Засыпку траншеи производить с тщательным уплотнением по длине двух тангенсов.

Повороты трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях осуществляются за счет упругого изгиба труб, отводов холодного гнущего и отводов с индукционным нагревом заводского изготовления.

Минимальное значение радиусов вертикальных и горизонтальных кривых принимается не менее 1000DN (п.13.5.7 ГОСТ Р 55989-2014, п.5.2.8 СТО Газпром 2-2.1-318-2009) из условия обеспечения прочности и устойчивости положения газопровода.

Разбивка на местности кривых поворота, монтируемых из отводов, выполняется в соответствии с проектом. Запрещается разбивка поворотов трубопровода по круговой кривой и по усредненным значениям радиусов.

## **Прокладка трубопровода на участках трассы с продольным и поперечным уклонами.**

Основным решением, обеспечивающим возможность укладки в подземную траншею трубопровода в условиях горного рельефа, является выполнение срезок и устройство полоч с целью уполаживания рельефа и возможности размещения в одном коридоре сопутствующих линейных сооружений – ВЛ, КЛС. Оптимальная глубина траншеи по продольным профилям проекта в условиях горного рельефа (для сокращения затрат на строительство линейной части и беспроблемной последующей эксплуатации) в среднем составляет 2.8 - 3.2м и не должна превышать 4.5 - 5.5м на сложных участках с выполнением восстанавливаемых и невозстанавливаемых срезок. Что позволяет с учетом имеющейся у эксплуатации штатной землеройной техники оперативно освободить трубу от грунта при последующей эксплуатации.

В нормальных равнинных условиях (с продольным уклоном рельефа местности до 15°) сварочные работы производятся на бровке траншеи, а укладочные работы выполняются преимущественно традиционным способом - трубоукладочной колонной методом непрерывной укладки.

На участках с продольным уклоном рельефа местности более 15° и менее 20°, монтаж трубопровода в нитку производится сваркой однострубных секций в траншее, с устройством прямков.

На участках с продольным уклоном рельефа местности свыше 20°, укладка трубопровода производится методом опуска зафутерованной плети трубопровода сверху вниз по склону. Так же необходимо отметить, что большинство уклонов носит затяжной характер (протяженность от 200 до 400м) с постепенным изменением значения (максимальный уклон обычно в середине участка), поэтому устройство срезки или полки для уполаживания по всему склону приведет к необходимости разработать на вынос значительных объемов земляных масс с последующим вывозом грунта.

В соответствии пункту 6.8 СТО Газпром 2-2.1-206-2008 особо сложными участками трассы считаются участки с уклонами более 35 град, которые выделяются в отдельные переходы и СМР выполняется специализированными организациями.

Для безопасной работы строительной колонны при поперечных уклонах местности более 8° устраиваются полки минимально допустимой ширины, из условия строительства.

Срезанный бульдозером грунт укладывается в полунасыпь и используется для прохода строительной техники, траншея для трубопровода устраивается в коренном грунте. Для сокращения ширины полки, и соответственно - объемов земляных работ, целесообразна также вывозка за пределы полки грунта из траншеи с последующим его возвратом для засыпки уложенного трубопровода.

При поперечных уклонах более 18° устойчивость насыпи не обеспечивается, поэтому срезанный при разработке полки грунт вывозят автосамосвалами на площадки для складирования грунта, предусматривая отдельное складирование мягкого и разрыхленного скального грунта. На участках, где косогорность рельефа местности не превышает 8°, монтажные и укладочные работы выполняют, используя обычные технологии.

Также предусматривается устройство нагорных канав в полосе отвода газопровода на косогорных участках для отвода поверхностных вод на склоновых участках в целях обеспечения надежности эксплуатации объекта.

Конструкция полок, способ производства работ на полках будут разработаны на стадии ПД.

#### **Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях.**

Прокладка на участках с многолетнемерзлыми грунтами.

Необходимость охлаждения газа для газопровода подключения Северо-Тамбейского ЛУ обусловлена тем, что газопровод проходит по территории сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ). Большая часть ММГ на этих участках относится к категории просадочных. При оттаивании мерзлые глинистые грунты переходят в текучее состояние, мерзлые песчаные – в насыщенное водой, мерзлые торфяники - в болота I или II типа. В связи с этим, на всем протяжении трассы газопровода подключения предусматривается транспортировка газа с отрицательной температурой круглогодично.

Исходя из условий температурного режима транспорта газа, а также грунтовых условий по трассе предусматриваются следующие основные проектные решения по прокладке газопровода на этих участках:

- на участках газопровода в ММГ предусматривается прокладка газопровода без применения тепловой изоляции; для предотвращения всплытия трубопровода в период от завершения строительства и до его пуска в эксплуатацию на участках прогнозируемого обводнения при оттаивании сезонно-талого слоя, а также на участках мерзлых торфяников,

переходящих при оттаивании в болота предусматривается балластировка газопровода, как правило, ПКБУ-МКС-1420, на перемерзающих водотоках предусматривается применение УБО-УМ-1420;

- на участках развития талых грунтов предусматривается прокладка теплоизолированного трубопровода. Для закрепления газопровода в проектном положении применяются балластирующие устройства типа УБО-УМ-1420 на береговых участках, в русловой части применяются кольцевые чугунные утяжелители. Балластирующие устройства устанавливаются поверх теплоизоляции;

- на участках с продольным уклоном, на склонах речных долин для предотвращения выноса грунта из траншеи предусматривается применение грунтозадерживающих барьеров из противоэрозионных контейнеров типа КП-Р-1.8;

- для защиты от эрозии предусматривается закрепление береговых участков рек георешеткой с заполнением ячеек щебнем мелких фракций;

- для защиты изоляции газопровода от механических повреждений в многолетнемерзлых и скальных грунтах предусматривается устройство подушки и обсыпки из привозного мягкого грунта.

При прокладке газопровода на участках с многолетнемерзлыми грунтами принят комбинированный способ прокладки - применяется I и II принцип использования вечноммерзлых грунтов в качестве основания сооружений.

#### **Прокладка на переходах через болота.**

На болотах и заболоченных участках предусмотрена подземная прокладка газопровода ниже слоя торфа по минеральному основанию в соответствии с п.10.3.1 и п.10.3.4 ГОСТ Р 55989-2014. В условиях обводненной и заболоченной местности, при производстве работ в неблагоприятный период в проекте предусматривается устройство технологических проездов для выполнения СМР по трубной плети.

Конструкция типов технологических проездов и их протяженность принимаются в соответствии с возможностью выполнения СМР в неблагоприятные периоды года (при положительных температурах и наличии осадков).

Для обеспечения проектного положения газопровода на переходах через болота I и II типов в соответствии с п.10.3.9 ГОСТ Р 55989-2014 предусматривается его балластировка полимерно-контейнерными балластирующими устройствами типа ПКБУ-МКС-1420, заполненные привозным или местным минеральным грунтом, либо железобетонными грузами

типа УБО-1420. На болотах III типа предусматривается балластировка кольцевыми чугунными утяжелителями (УЧК).

### **Прокладка трубопровода на переходах через водные преграды.**

Сооружение большинства переходов через малые водные преграды предусматривается траншейным способом, при этом величина заглубления устанавливается с учетом русловых деформаций водотока и составляет не менее 0,5 м ниже прогнозируемого уровня размыва русла от верха балласта трубопровода, но не менее 1 м от естественных отметок дна водотока (п.10.2.1.5 ГОСТ Р 55989-2014 «Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа»).

В проекте принято решение осуществлять строительство однопольных подводных переходов траншейным способом. Целью проектирования подводных переходов с применением указанного вида строительства является:

- обеспечение надежной конструкции перехода, достигаемое повышением категории участка трубопровода, увеличением толщины стенки трубы, прочностными характеристиками металла труб, двукратным 100 % контролем сварных соединений неразрушающими физическими методами, применением труб с заводским специальным защитным покрытием толщиной не менее 3,5 мм, проведением 3-х этапах испытаний трубопровода;

- природосберегающая технология выполнения строительных работ: проведение работ по рекультивации плодородного слоя и рыхление скальных и ВМГ в пределах участка ПТР только механическим способом.

### **Описание принципиальных конструктивных решений балластировки трубы трубопровода с применением технических средств, препятствующих всплытию трубопровода.**

В соответствии с требованиями п.10.2.1.9 ГОСТ Р 55989-2014 расчет трубопровода против всплытия в границах ГВВ 1%-ной обеспеченности выполнен в соответствии с разделом 13 ГОСТ Р 55989-2014, по результатам расчета трубопровод обладает положительной плавучестью и требуется его дополнительная балластировка утяжеляющими пригрузами.

Для обеспечения устойчивости против всплытия трубопровода, прокладываемого на обводненных участках трассы (с учетом теплоизоляции на участках с пучинистыми грунтами), выполнен расчёт шага установки балластирующих устройств различных типов.

Расчет балластировки выполнен в соответствии с ГОСТ Р 55989-2014 «Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа». Шаг расстановки грузов

приведен на чертежах продольных профилей с учетом кривых естественного изгиба и особенностей размещения.

Устойчивость трубопровода против всплытия обеспечивается балластировкой. Для предотвращения всплытия трубопровода и закрепления его в проектном положении на обводненных участках и переходах через водные преграды применяются балластирующие устройства:

- полимерно-контейнерные балластирующие устройства (ПКБУ-МКС, ПТБК и т.д.), заполненные привозным или местным сухим сыпучим минеральным грунтом - на участках прогнозируемого обводнения и заболачивания;

- железобетонные утяжелители охватывающего типа (УБО-УМ) - на поймах рек, на перемерзающих и малых водотоках в русловой части, в условиях обводненной местности, на болотах I-II типов;

- кольцевые чугунные утяжелители (УЧК) – на болотах III типа, в русловой и приуездной частях рек и озер. Под утяжелители укладывается футеровочная полимерная рейка с целью предохранения изоляции трубы от повреждений при укладке дюкеров методом протаскивания и надежной фиксации утяжелителей на трубопроводе;

Ширина подводных траншей назначается в соответствии с разделом 3.1 ВСН 010-88 «Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы», крутизна откосов принимается согласно раздела 10.2.1 (в том числе табл.9 и табл.10) ГОСТ Р 55989-2014.

Наполнение размещенных на трубопроводе группами емкостей ПКБУ-МКС должно производиться экскаватором.

Характеристики грунта заполнения ПКБУ-МКС приняты в проекте в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.2-382-2009 (п.13.9.2-13.9.4):

- заполнение полостей ПКБУ-МКС в зимнее время должно производиться талым или размельченным мерзлым минеральным грунтом, не допускается наличие в грунте посторонних включений, в том числе снега и льда;

- полости ПКБУ-МКС должны заполняться минеральным (песчаным или глинистым) грунтом из отвала траншеи или привозным грунтом (из карьера);

- заполнение полостей ПКБУ-МКС минеральным грунтом из отвала с применением бункерного устройства должно производиться сыпучим минеральным грунтом с размером фракции не более 50 мм.

При этом, для обеспечения балластирующей способности ПКБУ-МКС грунт, используемый для заполнения полостей ПКБУ-МКС должен удовлетворять условиям:

- удельный вес частиц грунта засыпки - не менее 2680 кг/м<sup>3</sup>;
- коэффициент пористости – не более 0,68.

Для предотвращения обрыва силовых поясов при балластировке газопровода утяжелителями типа УБО-УМ и ПКБУ-МКС должна исключаться возможность наезда бульдозера на грунт обратной засыпки в траншее.

Строительство подводных переходов траншейным способом предусматривается осуществлять преимущественно в зимний период времени (в период промерзания водотока). Разработка траншеи ведется одноковшовым экскаватором с перемещением по дну (льду) реки. Строительство переходов трубопроводов через водные преграды глубиной до 0,5 м осуществляют механизированные линейные колонны по ходу строительства МГ.

Укладку трубопровода в зависимости от гидрогеологических характеристик перехода и глубины залегания трубопровода производится по следующим технологическим схемам:

- укладка трубопровода протаскиванием по дну;
- укладка трубопровода с временной дамбы;
- укладка трубопровода с бермы траншеи.

**Описание конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, на участках с высоким уровнем грунтовых вод и долгосрочным подтоплением паводковыми водами, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках, подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек.**

На береговых траншеях, в зависимости от сочетания и количества неблагоприятных факторов и особенностей конкретного перехода, определяющих необходимую степень ответственности укрепления, проектом предусмотрено применение различных видов защитных укреплений:

- для защиты от эрозии предусматривается укрепление русловых участков рек наброской камнем. Наброска камнем и отсыпка гравийно-галечниковым грунтом производится с сохранением проектных отметок разрабатываемого дна и пойменных участка водоема, исключая тем самым перекрытие водотока;

- для защиты берегов рек и ручьев от эрозии на площади нарушенного при строительстве естественного растительного покрова, в соответствии с требованиями раздела

7 (подраздел 7.2.2) СП 425.1325800.2018 «Инженерная защита территорий от эрозионных процессов», предусматривается закрепление поверхности береговых участков водных преград после засыпки траншеи укладкой трехмерных георешеток из полимерных материалов с заполнением ячеек щебнем. Принятые в проекте георешетки соответствуют требованиям Р Газпром 2-4.4-827-2014 «Противоэрозионные средства. Технические требования»;

- для защиты поверхности срезов грунта, предусмотренных на подводных переходах по трассе трубопроводов, от размыва и эрозии, проектом предусмотрено (при необходимости) их укрепление трехмерными георешетками с заполнением ячеек щебнем.

На береговых склонах рек и ручьев предусматривается применение грунтозадерживающих подземных дамб из противоэрозионных контейнеров типа КП-Р-1.8, заполненных привозным или местным грунтом, которые полностью перекрывают поперечное сечение траншеи и тем самым препятствуют выносу нарушенного при строительстве грунта из траншеи.

Протяженность укреплений назначается в зависимости от значений ГВВ 1% и 10%, СРУ, крутизны и геологического сложения берегов, скоростей течения воды и других факторов влияния. Но, как правило, минимальная протяженность укрепления имеет значение от 25 до 50 метров по каждому берегу. Площадь берегоукрепления предусматривается на площади строительной полосы.

Для обеспечения надежной работы противоэрозионных конструкций по обеспечению защиты проектируемых трубопроводов необходимо соблюдать требования действующих нормативных документов и «Требований к монтажу и укладке трехмерной сотовой георешетки (пространственной полимерной решетки)», регламентирующих применение ППР в различных строительных конструкциях.

Объемная трехмерная георешётка является одним из прогрессивных материалов для армирования многих конструкций используемых в мировой практике для защиты линейной части газопровода. Такие сооружения, обладая высокой степенью защиты, являются экологичными, не препятствуют росту растительности (в отличие от бетонных конструкций), обладают простотой конструкции, не требующей квалифицированной рабочей силы, требуют минимальных затрат в период эксплуатации.

Основные требования к георешеткам, защищающим газопровод и его инфраструктуру, сводятся к следующему:

- прочность шва на разрыв (определяется долговременными испытаниями в соответствии с Регламентом испытаний ИЦ «Марпут») – не менее 30 суток;
- долговечность (георешётка должна быть изготовлена без использования вторичного сырья, определяется долговременными испытаниями в соответствии с Регламентом испытаний ИЦ «Марпут») – не менее 50 лет в грунте;
- перфорация - для хороших дренирующих свойств - не менее 30%;
- морозостойкость в грунте – не менее -60 °С;
- химическая стойкость – рН 4-11;
- гибкость при укладке – не менее -25 °С.

На участках переходов газопровода через малые водные преграды, на которых отсутствуют либо слабо выражены гидрологические характеристики (отсутствуют ледоход и корчеход, имеет место околонулевой показатель донной скорости течения либо водная преграда является пересыхающей), дополнительное укрепление русла и берегов проектом не предусматривается в соответствии с требованиями раздела 7 СП 425.1325800.2018, проектной документацией предусмотрено выполнение инженерной защиты территории биологической рекультивации строительной полосы отвода земли с посевом семян трав.

#### **Сведения о способах пересечения трубопровода.**

Прокладка трубопровода на переходах через коммуникации.

Пересечения трубопроводов с коммуникациями различного назначения осуществляются в соответствии с ГОСТ Р 55989–2014.

Пересечения с коммуникациями сторонних организаций выполняются согласно требований технических условий владельцев коммуникаций.

При пересечении проектируемого газопровода с существующими трубопроводами способ их защиты определяется в соответствии с техническими условиями на пересечение, предоставленными владельцами коммуникаций и действующим нормативным документам. В соответствии с п.10.5.2 ГОСТ Р 55989–2014, расстояние в свету между пересекающимися трубопроводами должно быть не менее 0,35 м, пересечение должно выполняться под углом не менее 60 °С.

При пересечении действующего трубопровода, для проезда строительной техники через него, должен быть сооружен переезд. На переходах через ВЛ также предусматривается устройства переездов через газопровод из дорожных плит ПДН-АВ (21 шт) для проезда техники, обслуживающей ВЛ. Кроме того, переезды через газопровод предусматриваются при

наличии в технических условиях на пересечение требования об обеспечении возможности проезда техники к месту пересечения.

Производство работ на переходах через подземные коммуникации (трубопроводы, кабельные линии связи и линии электропередачи) допускается при наличии письменного разрешения организации, эксплуатирующей эти коммуникации и в присутствии ответственных представителей строительной и эксплуатирующей организаций.

Эксплуатирующая организация обязана до начала работ обозначить на местности в зоне производства работ ось и границы коммуникаций. Перед началом разработки траншеи строительная организация проводит ручную шурфовку с целью уточнения глубины заложения и расположения в плане коммуникации.

Для выполнения земляных работ в охранных зонах подземных магистральных трубопроводов механизмами руководитель работ обязан выдать машинисту землеройного механизма наряд-допуск, определяющий безопасные условия этих работ.

Разработка грунта механизированным способом разрешается не ближе 2-х м от боковой стенки и не ближе 1 м над верхом подземные коммуникации. Оставшийся грунт дорабатывается вручную без применения ударов (ломом, киркой, лопатой, механизированным инструментом) и с принятием мер, исключающих повреждения коммуникаций при вскрытии. Мерзлый грунт должен быть отогрет.

Пересечение с действующими кабелями связи, линиями ВОЛС пересечения предусматривается подземно, ниже существующих коммуникаций не менее 0,50м, под углом близким к 90°, но не менее 60°. Вскрытые кабельные линии должны быть защищены от повреждения путем устройства разрезного защитного кожуха длиной не менее 6 метров из асбоцементной или металлической трубы диаметром 100 миллиметров. Разрезные кожухи объединяются в единое целое металлическими хомутами, антикоррозийная изоляция металлической трубы и хомутов выполняется двухкомпонентной полиуретановой мастикой (с предварительной очисткой кварцевым песком, обеспыливанием и обезжириванием) по типу САП «БИУРС». Концы кожухов выводятся на расстояние не менее 2 метров в обе стороны от места пересечения.

В случае производства работ при отрицательных температурах вокруг вскрытых участков водоводов, канализации и т.п. обеспечивается тепловая изоляция.

Организация и производство работ в охранных зонах трубопроводов регламентируются Правилами охраны магистральных газопроводов (утверждены постановлением Правительства РФ от 08.9.2017 № 1083).

При проведении работ в охранных зонах (в том числе при строительстве коммуникаций параллельно действующим трубопроводам) отвал грунта из траншеи на действующий трубопровод запрещается.

При обнаружении подземных коммуникаций, не указанных в проектной документации, земляные работы должны быть прекращены, а условия их пересечения должны быть согласованы с эксплуатирующей данные подземные коммуникации организацией.

Работы могут быть продолжены после получения официального (письменного) разрешения от этих организаций.

По мере выполнения земляных работ необходимо проводить контроль качества работ в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.2-382-2009, ВСН 012-88, часть I.

Оформление актов освидетельствования скрытых работ выполняется в соответствии с требованиями РД 11-02-2006.

Монтаж оборудования вблизи электрических проводов (в пределах расстояния, равного наибольшей длине монтируемого узла или звена трубопровода) производится при снятом напряжении. Производство работ в охранных зонах ЛЭП при невозможности снятия напряжения необходимо производить по наряду-допуску.

При подъеме и перемещении грузов передвижение автокрана или крана трубоукладчика под проводами линии электропередач разрешается в том случае, если расстояние между самой верхней точкой крана и нижним проводом ЛЭП не менее:

При пересечении газопровода с воздушными линиями электропередачи предусматривается повышение категории участка трубопровода в обе стороны от пересекаемой ВЛ в соответствии с таблицей 1 ГОСТ Р 55989–2014, в пределах расстояний, указанных в п.6.4 ГОСТ Р 55989–2014: до категории «В» при напряжении ВЛ 500 кВ и более и до категории «С» при пересечении ВЛ с напряжением от 330кВ до 500 кВ. Угол пересечения с ВЛ 110 кВ и выше – не менее 60° в соответствии с требованием п.2.5.287 ПУЭ. При этом, в соответствии с п.10.5.5. ГОСТ Р 55989–2014, в местах пересечения с ВЛ 110кВ и выше, в районах Западной Сибири и Крайнего Севера газопровод принимается категории «С» на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения.

Проектом предусмотрено устройство переездов через газопровод для пожарной техники не более, чем через каждые 7 километров трубопровода согласно п.44 Правила пожарной безопасности в лесах (Постановление Правительства РФ от 07 октября 2020г. №1614).

Прокладка трубопровода на переходах через автомобильные дороги и железные дороги.

Строительство переходов газопровода через автомобильные предусматривается подземно, в соответствии с п.10.4 ГОСТ Р 55989–2014.

Угол пересечения трубопровода с категорированными автомобильными дорогами предусмотрен максимально близким к  $90^\circ$ , но не менее  $60^\circ$  и не менее указанного в технических условиях на пересечение (п.10.4.1 ГОСТ Р 55989–2014).

Участки газопровода на переходах через автодороги с капитальным твёрдым покрытием прокладываются методом продавливания или методом горизонтального бурения.

Остальные дороги могут разрабатываться также и открытым способом с разборкой и последующим восстановлением земляного полотна и дорожной одежды.

Защитные кожухи предусматриваются на переходах через автодороги с капитальным твёрдым покрытием.

Пересечение осуществляется подземно в защитном кожухе из труб DN1700. В соответствии с п.10.4.4 ГОСТ Р 55989–2014, при прокладке газопровода через автомобильные дороги концы кожуха выводятся на расстояние не менее 25 м от бровки земляного полотна (но не менее 2 м от подошвы насыпи).

В соответствии с п.10.4.7.1 ГОСТ Р 55989–2014 заглубление трубопровода для переходов под автомобильными дорогами всех категорий - не менее 1.4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного кожуха и не менее 0,4 м от дна кювета водоотводной канавы или дренажа.

Протаскивание газопровода в кожух осуществляется с закрепленными опорно-направляющими устройствами. Герметизация торцов кожуха осуществляется конусными резиновыми или полимерными манжетами. После монтажа манжет, в соответствии с требованиями п.17.5 СП 86.13330.2022, необходимо выполнить испытание межтрубного пространства на герметичность сжатым воздухом на давление 0,01 МПа в течение 6 часов.

Все детали опорных устройств и торцевых уплотнений приняты заводского изготовления.

На одном из концов защитного футляра устанавливается вытяжная свеча высотой 5 м на расстоянии не менее 25 м от подошвы земляного полотна пересекаемых автомобильных дорог.

Защита магистрального газопровода на пересечениях с полевыми дорогами и автодорогами без твердого покрытия, которые не планируются к повышению категоричности на перспективу до 20 лет, выполняемых без устройства защитных кожухов, осуществляется железобетонными плитами в соответствии с п.10.4.14 ГОСТ Р 55989–2014.

В соответствии с п.36 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов», на переходах через железные дороги и автомобильные дороги общего пользования должны быть предусмотрены технические решения по контролю утечек.

В связи с отсутствием в составе проектируемого объекта железных дорог и автомобильных дорог общего пользования применение выделенной системы контроля загазованности в проекте не предусмотрено.

Сварные соединения кожуха DN1700 контролируются радиографическим методом с дополнительным контролем ультразвуковым методом на трассе. Контроль качества всех сварных соединений выполняется радиографическим методом в объеме 100% всех стыков и дополнительно ультразвуковым методом также в объеме 100% всех стыков. Изоляция кожухов выполняется по типу основной трубы или в трассовых условиях путем нанесения защитных терморезистивных полимерных покрытий в соответствии с Единым Реестром МТР ПАО «Газпром».

В случае получения технических условий от владельца автодороги, разрешающих строительство перехода открытым способом, сооружается временный объезд с устройством съездов с пересекаемой автодороги. По завершению строительства перехода восстанавливается земляное полотно с тщательным послойным уплотнением и покрытие автодороги. Временный объезд демонтируется, площадь временного отвода под него культивируется.

После завершения строительных работ, переходы газопровода через дороги должны быть обозначены знаками «Закрепление трассы газопровода на местности», «Осторожно газопровод» и «Остановка запрещена».

#### **Очистка полости и испытание трубопроводов.**

Газопровод диаметром 1420 мм после укладки в траншею подвергается очистке для удаления случайно попавших при строительстве внутрь газопровода грунта, воды и различных предметов.

Очистка внутренней полости трубопровода производится продувкой с пропуском полиуретановых поршней под давлением воздуха. Проверка цилиндричности внутреннего сечения трубопровода осуществляется пропуском калибровочного диска.

Испытание всего газопровода на прочность и проверку на герметичность выполняют после полной его готовности, укладки и засыпки, устройства обвалования, установки соединительных деталей, арматуры и приборов, катодных выводов и предоставления исполнительной документации на испытываемый объект.

Наиболее ответственные участки газопровода, в соответствии с требованиями

ГОСТ Р 55989–2014 и СТО Газпром 2-3.5-354-2009, испытываются в три или два этапа - с предварительным гидравлическим испытанием на давление 1.5 Рраб. ( $1.5 \times 11.76 = 17.64$  МПа) и(или) на давление 1.25 Рраб. ( $1.25 \times 11.76 = 14.70$  МПа) и окончательно вместе с прилегающей линейной частью пневматически на давление 1.1 Рраб. ( $1.1 \times 11.76 = 12.936$  МПа).

К наиболее ответственным участкам газопровода в проекте отнесены следующие участки в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55989–2014 и СТО Газпром 2-3.5-354-2009:

1. Участки категории «В» с предварительным испытанием на давление 1.5 Рраб.:

- переходы через водные преграды шириной зеркала воды в межень 75 метров и более, укладываемые с помощью подводно-технических средств, и прилегающие участки длиной не менее 25 м;

- переходы через автомобильные дороги I-III категории с прилегающими участками 50м по обе стороны от подошвы насыпи земляного полотна или от края водоотводного сооружения.

Испытание участков предусмотрено в 3 этапа:

- 1й этап – гидравлическое испытание на давление 1,5 Рраб., после сварки на стапеле и до укладки в подводную траншею трубопроводов, продолжительность испытаний не менее 6ч;

- 2й этап – гидравлическое или пневматическое испытание на давление 1,25 Рраб., после укладки, но до засыпки трубопровода, продолжительность испытаний не менее 12ч;

- 3й этап – пневматическое испытание на давление 1,1 Рраб., одновременно с испытанием трубопровода на заключительном этапе, продолжительность испытаний не менее 12 ч.

## 2. Участки категории «С» с предварительным испытанием на давление 1.25 Рраб.:

- переходы через водные преграды шириной зеркала воды в межень от 10 до 75 метров, укладываемые с помощью подводно-технических средств и без помощи подводно-технических средств и прилегающие участки длиной не менее 25 м.

Испытание участков предусмотрено в 3 этапа:

- 1й этап – гидравлическое испытание на давление 1,25 Рраб., после сварки на стапеле и до укладки в подводную траншею трубопроводов, продолжительность испытаний не менее 6ч;

- 2й этап – гидравлическое или пневматическое испытание на давление 1,25 Рраб., после укладки, но до засыпки трубопровода, продолжительность испытаний не менее 12ч;

- 3й этап – пневматическое испытание на давление 1,1 Рраб., одновременно с испытанием трубопровода на заключительном этапе, продолжительность испытаний не менее 12ч.

## 3. Участки категории «В» с предварительным испытанием на давление 1.5 Рраб.:

- участки газопровода, примыкающие к площадкам КС, УКПГ при подходе трассой МГ под углом (между осью газопровода и оградой площадок) менее 60°.

- Испытание участков предусмотрено в 2 этапа:

- 1й этап – гидравлическое или пневматическое испытание на давление 1,5 Рраб., после укладки, но до засыпки трубопровода, продолжительность испытаний не менее 12 ч;

- 2й этап – пневматическое испытание на давление 1,1 Рраб., одновременно с прилегающими участками трубопровода, продолжительность испытаний не менее 12 ч.

## 4. Участки категории «С» с предварительным испытанием на давление 1.25 Рраб.:

- трубопроводы узлов запуска/приема ВТУ и прилегающие участки на длине не менее 275 м;

- трубопроводы на узлах установки линейной арматуры и прилегающие участки на длине не менее 275 м от мест установки крановых узлов;
- участки газопровода между КС, ДКС и охранными кранами, а также участки за охранными кранами на длине не менее 275 м;
- переходы через водные преграды шириной зеркала воды в межень от 10 до 75 метров, укладываемые без помощи подводно-технических средств и прилегающие участки длиной не менее 25м;
- переходы через автомобильные дороги III-п, IV-п, IV, V категорий с прилегающими участками;
- переходы через болота III типа;
- пересечения с нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, газопроводами, канализационными коллекторами, а также силовыми кабелями и кабелями связи на длине 100 м в каждую сторону от пересекаемой коммуникации.

Испытание участков предусмотрено в 2 этапа:

- 1й этап – гидравлическое или пневматическое испытание на давление 1,25 P<sub>раб.</sub>, после укладки, но до засыпки трубопровода, продолжительность испытаний не менее 12ч;
- 2й этап – пневматическое испытание на давление 1,1 P<sub>раб.</sub>, одновременно с прилегающими участками трубопровода, продолжительность испытаний не менее 12 ч.

Испытания участков газопровода выполняются в соответствии с требованиями раздела 14 и таблицы 19 ГОСТ Р 55989–2014 «Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. Основные требования», раздела 6 и таблицы 2 СТО Газпром 2-3.5-354-2009 «Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях», а также требований ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание».

Первый этап испытаний при испытании в три этапа и второй этап испытаний при испытании переходов через автомобильные дороги с прилегающими участками в три этапа выполняются только гидравлическим способом.

Гидравлическое испытание крановых узлов на прочность должно производиться при полностью открытой запорной арматуре испытываемого узла.

Предварительное гидравлическое испытание участков газопровода проводится только в летнее время.

Испытание всего газопровода на прочность и проверку на герметичность выполняют после полной его готовности, укладки и засыпки, устройства обвалования, установки соединительных деталей, арматуры и приборов, катодных выводов и предоставления исполнительной документации на испытываемый объект.

На участках ММГ гидравлическое испытание может проводиться с применением незамерзающих жидкостей на основе:

- хлористого кальция с добавлением ингибитора коррозии;
- гликолей, в том числе этиленгликоля (ЭГ) и диэтиленгликоля (ДЭГ).

Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом производят после испытания на прочность и путем снижения испытательного давления до максимального рабочего  $P_{исп.} = P_{раб.}$  и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

После окончания гидравлического испытания из газопровода диаметром 1420 мм производится вытеснение воды сжатым воздухом с пропуском очистного устройства.

После вытеснения воды производится осушка внутренней полости газопровода в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-1048-2016 и заполнение инертным газом.

На время испытаний устанавливается охранная зона в соответствии с требованиями ФНП «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» и СТО Газпром 2-3.5-354-2009 «Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях»;

Требования безопасности и порядок проведения работ по испытанию на прочность, проверка герметичности трубопроводов в соответствии с ВСН 011-88, ГОСТ Р 55989–2014,

СТО Газпром 2-3.5-354-2009, СП 86.13330.2022, ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534 - устанавливаются специальной инструкцией, предусматривающей последовательность и способы выполнения работ, методы и средства обнаружения утечек, а также мероприятия по противопожарной и технической безопасности.

Порядок проведения работ по испытанию на прочность, проверка герметичности трубопровода в соответствии с ВСН 011-88, ВСН 005-88, СТО Газпром 2-3.5-354-2009 устанавливается специальной инструкцией, предусматривающей последовательность и способы выполнения работ, методы и средства обнаружения утечек, а также мероприятия по

противопожарной и технической безопасности. Инструкция должна быть согласована с заинтересованными организациями. Инструкция должна отражать местные условия и разрабатываться с учетом требований:

ГОСТ Р 55989-2014 Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа;

ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание;

ВСН 51-1-80 Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства газовой промышленности. Утверждена распоряжением Министерства газовой промышленности от 5 марта 1980 г. № ВД-440;

СТО Газпром 2-3.5-354-2009 Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях;

СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов.

В соответствии с требованиями п.7.16 СТО Газпром 2-3.5-354-2009, п.6.6.3 СТО Газпром 2-3.5-454-2010 (в редакции изм.№1 введённого в действие приказом ПАО «Газпром» №436 от 26.07.2018) и п.74 «Правил безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 декабря 2020 года N 517) после завершения строительно-монтажных работ для оценки качества выполненных работ предусмотрено выполнение внутритрубной диагностики (пропуск снаряда-дефектоскопа контроля геометрии труб, а также пропуск внутритрубного снаряда-дефектоскопа для выявления металлургических, строительно-монтажных дефектов и дефектов сварных соединений и определения их местоположения). Ремонт выявленных дефектов выполнить до ввода объекта в эксплуатацию с учетом этапов строительства.

В соответствии с заданием от Заказчика, согласованным Инвестором, специализированная организация разрабатывает проект ВТД на основании заключенного отдельного договора и выполняет работы в рамках срока гарантийных обязательств Подрядчика по объекту. В рамках данного проекта технология выполнения ВТД не рассматривается.

Эксплуатация газопровода выполняется в соответствии с федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов», утвержденными приказом

Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11.12.2020 № 517.

При проведении осушки, кроме СП 86.13330.2022, подрядчику следует руководствоваться ведомственными документами - СТО Газпром 2-3.5-1048-2016 «Осушка полости магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях» и СТО Газпром 2-3.5-354-2009 «Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях».

После проведения предварительного гидравлического испытания газопровода подключения DN 1400 и после удаления воды, внутренняя полость газопровода подлежит осушке сухим воздухом с пропуском поролоновых поршней.

После заключительных этапов пневматических испытаний на прочность и проверки на герметичность внутренняя полость газопровода также подлежит осушке сухим воздухом.

Осушка газопровода производится до тех пор, пока на выходе из трубопровода влажность воздуха будет иметь «точку росы» не менее минус 30°С в соответствии с п.11 СТО Газпром 2-3.5-1048-2016. При составлении инструкций и технологических карт на проведение осушки и азотирования МГ подрядчик должен руководствоваться СТО Газпром 2-3.5-1048-2016 «Осушка полости магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях».

Последующее заполнение трубопроводов инертным газом (азотом) с объёмной концентрацией не менее 98%, температурой точки росы минус 30 °С (при атмосферном давлении) или ниже, до избыточного давления 0.02 МПа производится с целью исключения образования газо-воздушной смеси взрывоопасной концентрации и с целью консервации трубопровода на период до ввода в эксплуатацию согласно п.5.20 СТО Газпром 2-3.5-354-2009.

На период проведения работ по очистке полости и испытанию газопровода устанавливаются охранная зона, которую обозначают соответствующими знаками, определяют места и условия безопасного пребывания лиц, занятых в работах.

Охранная зона устанавливается в соответствии с требованиями ФНП «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов», СТО Газпром 2-3.5-354-2009 «Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях».

При испытаниях наземных или надземных участков газопровода охранная зона от оси газопровода должна быть увеличена в два раза в обе стороны. Охранная зона в направлении вылета очистных устройств ограничивается сектором с углом в 60°.

Продолжением монтажных работ и завершающим этапом строительства являются пусконаладочные работы (ПНР). Порядок и основные параметры выполнения пусконаладочных работ будут определены в ПОС на стадии ПД.

На этапе проведения ПНР (после разработки рабочей документации и завершения строительства объекта) эксплуатирующей организацией должна быть разработана инструкция (план мероприятий) по заполнению и комплексному опробованию трубопровода в соответствии с требованиями п.77, п.78 ФНП «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов» утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 декабря 2020 года N 517.

#### **Защита трубопроводов от почвенной коррозии.**

Защита проектируемых трубопроводов от коррозии выполняется комплексно - средствами электрохимической защиты (предусматривается отдельной частью проекта) и антикоррозионной изоляцией.

Защита трубопроводов от почвенной коррозии предусмотрена в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»

Защита трубопроводов от почвенной коррозии предусматривает:

- изоляцию запорной арматуры или её отдельных элементов надземной установки заводской атмосферостойкой системой покрытия на основе полимерных композиции и эмалей материалами согласно конструкторской документации заводов-изготовителей.

- применение труб с заводским наружным монослойным полиэтиленовым изоляционным покрытием по техническим условиям заводов изготовителей, входящих в Единый Реестр ПАО «Газпром»;

- применение соединительных деталей с заводской изоляцией усиленного типа на основе терморезистивных материалов по техническим условиям заводов изготовителей, входящих в Единый Реестр ПАО «Газпром»;

- покрытие надземных элементов трубопровода (в обвязке крановых узлов, УЗВУ/УПВУ) без заводского изоляционного покрытия атмосферостойкой системой АКП на основе полиуретанового покрытия;
- покрытие подземных элементов трубопроводов (в обвязке крановых узлов, УЗВУ/УПВУ) без заводского изоляционного покрытия в базовых условиях системой антикоррозионного покрытия по типу «БИУРС» или аналогичное, включенное в Единый Реестр МТР ПАО «Газпром», наносимое в базовых и/или трассовых условиях;
- применение для гидроизоляции сварных соединений термоусаживающихся манжет;
- создание системы электрохимзащиты, одновременно со строительством трубопроводов. Решения по электрохимзащите выпускаются отдельной частью проекта.

Вся противокоррозионная изоляция принята усиленного типа нормального исполнения на основании п.6.1 табл.1 СТО Газпром 2-2.3-130-2007.

Трубы для сооружения газопровода DN1400 предусмотрены с наружным монослойным антикоррозионным и внутренним гладкостным покрытием по техническим условиям заводов изготовителей, входящих в «Единый Реестр материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром». Запорная арматура, а также соединительные детали DN500 и более, поставляются с заводским наружным антикоррозионным покрытием.

Качество и сплошность изоляционного покрытия на завершающем этапе строительства проверяется способом катодной поляризации в соответствии с СП 86.13330.2022, ВСН 012-88 и ВСН 008-88. До укладки газопровода в траншею выполняется контроль сплошности изоляционного покрытия на отсутствие повреждений с использованием искрового дефектоскопа.

Для секционирования по участкам системы ЭХЗ на линейной части у площадки УКПГ, а также перед точкой подключения к 3-й нитке СМГ «Бованенково-Ухта» возле площадки КУ №256 после ГИС перед точками подключения к СМГ «Бованенково-Ухта (для варианта подключения в I-II нитку) устанавливаются электроизолирующие вставки (ВЭИ) категории «А». Электроизолирующие вставки также устанавливаются на площадках крановых узлов, УЗВУ, УПВУ на продувочных свечах.

Одновременно со строительством газопровода создается система электрохимзащиты. Электрохимическая защита (ЭХЗ) должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации непрерывную по времени катодную поляризацию подземных стальных трубопроводов и

сооружений на всем их протяжении (и на всей их поверхности) таким образом, чтобы значения поляризационных потенциалов на трубопроводе имели значение (по абсолютной величине) не меньше минимального и не больше максимального значений в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

ЭХЗ не распространяется на элементы металлических конструкций, эксплуатирующихся в атмосферных условиях (надземные сооружения).

### **3.8. Характеристики объекта электроснабжения**

Объектом проектирования, рассматриваемым в настоящей части книги, является комплекс вновь проектируемых сооружений, размещающихся по трассе магистрального газопровода, в т. ч. на территории компрессорной станции КС «Карская».

Объекты проектирования расположены на территории полуострова Ямал.

В административном отношении объекты расположены в Ямальском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

Строительство магистрального газопровода (МГ) до компрессорной станции КС «Карская» включает в себя:

- крановые узлы (КУ) – в количестве 7 площадок;
- узлы охранных кранов (УОК) – в количестве 2 площадок;
- узел запуска очистного устройства (УЗОУ);
- узел подключения компрессорной станции (УПКС);
- промежуточные радиорелейные станции (ПРС) – в количестве 6 площадок.

#### **3.8.1. Характеристика источников электроснабжения на напряжении 10кВ для объектов ЛЧ магистрального газопровода**

Электроснабжение ЛП проектируемого МГ настоящими решениями предусматривается по вдольтрассовой ВЛЗ 10кВ «УКПГ.1 СТЛУ – КС Карская» с двусторонним питанием, от двух источников, в том числе: 1 источник- ЭЦ УКПГ.1 СТЛУ; 2 источник- КС «Карская».

В соответствии с п. 7.5 СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 вдольтрассовая ВЛЗ 10 кВ с двухсторонним питанием рассматривается как два независимых источника, обеспечивающие II категорию надежности электроснабжения. Вдольтрассовая ВЛЗ 10 кВ согласно п.п. 7.5 СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 секционирована с шагом до 30 км с установкой секционирующих

пунктов (реклоузеров) в районе крановых узлов (всего 12 шт.).

В связи с отставанием срока ввода в эксплуатацию КС «Карская» (2028г) (второго источника питания для ВЛЗ 10кВ) от срока ввода МГ (2027г), построение схемы электроснабжения и организация надежного электроснабжения потребителей ЛЧ МГ в соответствии с принятой категорией надежности (II-я), в целях минимизации затрат в капитальное строительство объекта, в качестве второго источника питания принята электрическая сеть ООО «Газпром добыча Надым» в соответствии с полученными ТУ на подключение от 13.07.2023 № 8Э-2023, направленными ООО Газпром добыча Тамбей» письмом от 21.07.2023 № ДМ/01/1040.

Для обеспечения требований энергетической эффективности и требованиям оснащённости приборами учета энергетических ресурсов на границах раздела балансовой принадлежности между ООО «Газпром добыча Надым» и потребителем (ООО «Газпром добыча Тамбей») на проектируемых опорах ВЛЗ 10 кВ в районе отпаяк предусматривается установка следующего оборудования:

- линейные разъединители;
- пункты коммерческого учета электроэнергии;
- автоматические вакуумные реклоузеры по типу РВА для автоматического отключения и выделения поврежденного участка ВЛЗ 10 кВ в аварийных режимах, с сохранением напряжения в магистральной линии, с целью сокращения времени перерывов электроснабжения линейных потребителей.

### **3.8.2. Характеристики источников электроснабжения на напряжении 0,4кВ ЛЧ магистрального газопровода**

В качестве источников электроснабжения потребителей площадок УОК, КУ, УЗОУ, ПРС и УПКС на напряжении ~230/400 В приняты комплектные одно- и двухтрансформаторные подстанции 10/0,4 кВ, установленные в блочно- комплектных устройствах электроснабжения максимальной заводской готовности.

Силовые трансформаторы в составе двухтрансформаторных КТП 10/0,4 кВ принимаются масляные типа ТМГ с загрузкой в нормальном режиме работы не более 50%.

Для двухтрансформаторных подстанций распределительные устройства 0,4 кВ КТП 10/0,4 кВ приняты двухсекционными с АВР на секционном выключателе.

Для потребителей третьей категории надежности электроснабжения предусматриваются РУНН 0,4 кВ, расположенные в блочно-комплектных устройствах электроснабжения БКЭС и подключенные от одной секции шин комплектных трансформаторных подстанций.

### **3.8.3. Обоснование принятой схемы электроснабжения**

Схема электроснабжения принята из условий обеспечения непрерывности процесса выработки электроэнергии, снижения ущерба от перерыва электроснабжения технологических объектов с учетом малолюдных технологий, обеспечения безопасной эксплуатации объекта, с учетом расположения в суровых природно-климатических условиях.

Структура системы электроснабжения принята в целях обеспечения возможности выполнения своих функций отдельными частями (секциями) как при нормальной работе, так и в нештатных ситуациях при автономной работе.

Электроснабжение потребителей выполнено в соответствии с требованиями ПУЭ, СТО Газпром 2-6.2-1028-2015, СТО Газпром 2-6.2-300-2009, данных по схемам подключения технологического оборудования, заданием и техническими требованиями на проектирование и заданиями на электрические нагрузки по смежным разделам.

### **3.8.4. Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии**

Категория надежности электроснабжения потребителей принимается в соответствии с требованиями ПУЭ и СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 «Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром».

Категория надёжности электроснабжения электроприёмников и комплексов электроприёмников:

- технологических объектов I и I особая;
- вспомогательных объектов II и III.

Из состава потребителей I категории надежности электроснабжения выделяются потребители I-ой категории особой группы (IOГ), в которую входят: системы и средства автоматизации (АСУ ТП, АСУ Э), аварийное (эвакуационное) освещение, аварийная вентиляция, оборудование противоаварийной защиты, а также системы противопожарной защиты (АСПС, КЗ и ПТ).

Качество электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013, для потребителей ЛЧ МГ обеспечивается вновь проектируемыми газопоршневыми электроагрегатами ЭСН блочно-комплектного исполнения.

### **3.8.5. Решения по электроснабжению потребителей электроэнергии узлов охранных кранов, крановых узлов, узлов запуска, приема очистного устройства и узла подключения КС магистрального газопровода**

В соответствии с СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 «Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром» технологические объекты: КУ, УОК, УЗОУ относятся к потребителям III категории по надежности электроснабжения; УПКС относятся к потребителям I категории по надежности электроснабжения.

В связи с размещением линейных потребителей в условиях Крайнего Севера в соответствии с п. 8.2 СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 для потребителей КУ, УОК, УЗОУ, УПОУ предусматривается повышение категории электроснабжения до второй.

Потребителями электроэнергии технологических площадок УОК, КУ, УЗОУ и УПКС являются:

- оборудование ЭХЗ;
- оборудование автоматики и телемеханики;
- оборудование связи;
- оборудование пожарной сигнализации;
- оборудование охранной сигнализации;
- оборудование геотехнического мониторинга;
- наружное и внутреннее электроосвещение укрытий;
- наружное электроосвещение;
- оборудование технических средств охраны;
- электрообогрев шкафов КИП;
- электроприводы кранов (только на площадке УПКС);
- собственные нужды блок – боксов.

Для электроснабжения и размещения электротехнического оборудования, станций катодной защиты, оборудования телемеханики, связи, геотехнического мониторинга, технических средств охраны, оборудования пожарной сигнализации предусматривается:

- на площадках УОК №3, КУ №7, установка блочно-комплектных устройств

электроснабжения (БКЭС) с КТП с двумя масляными трансформаторами 25/10/0,4 кВ;

- на площадках КУ №34, КУ №65, КУ №95, КУ №122, КУ №155, КУ №185 установка БКЭС с КТП с двумя масляными трансформаторами 40/10/0,4 кВ;

- на площадке УПКС установка БКЭС с КТП с одним масляным трансформатором 63/10/0,4 кВ и резервным источником питания ДЭС 50 кВт;

Электроснабжение потребителей площадок УОК №3, КУ №7, КУ №34, КУ №65, КУ №95, КУ №122, КУ №155, КУ №185, УОК №210 в рабочем режиме осуществляется от 1 и 2 секций шин комплектной трансформаторной подстанции с 50% загрузкой трансформаторов с возможностью продолжения работы по одному вводу в аварийном режиме. В рабочем режиме предусматривается раздельная работа 1 и 2 секций шин КТП (секционный выключатель отключен).

В аварийном режиме, при полном исчезновении питания на напряжении 10 кВ, электроснабжение потребителей первой категории надежности (оборудование телемеханики, связи, технических средств охраны, пожарной сигнализации) осуществляется от источников бесперебойного питания (аккумуляторные батареи), входящих в комплект заводской поставки технологического оборудования.

Электроснабжение потребителей площадки УПКС в рабочем режиме обеспечивается от КТП. В аварийном режиме, в случае исчезновения напряжения на КТП, питание осуществляется от резервного источника питания - ДЭС 0,4 кВ.

Обеспечение первой категории надежности электроснабжения оборудования телемеханики, связи, технических средств охраны, пожарной сигнализации, на время запуска резервного источника питания, предусматривается резервными источниками бесперебойного питания (аккумуляторные батареи), входящими в комплект заводской поставки технологического оборудования.

В БКЭС для электроснабжения технологического оборудования предусматривается единый уровень напряжения 230/400 В.

Замки и ручки входных дверей в отсеки БКЭС имеют конструкцию повышенной надежности и открываются одним универсальным ключом.

Электроснабжение потребителей площадок УЗОУ осуществляется от РУНН 0,4 кВ БКЭС, размещенного на площадке КУ.

Для управления прожекторным освещением на въездах на площадок УОК, КУ, УЗОУ и УПКС предусматривается установка кнопочных постов и ящиков управления наружным

освещением в БКЭС.

### **3.8.6. Решения по электроснабжению потребителей электроэнергии ПРС**

Потребителями электроэнергии площадки ПРС являются:

- оборудования блок-контейнера ПРС;
- оборудование пожарной сигнализации;
- оборудование охранной сигнализации;
- оборудование технических средств охраны;
- прожекторное освещение;
- собственные нужды блок – бокса.

Электроснабжение потребителей площадки ПРС осуществляется предусматривается по кабельным линиям 0,4 кВ от распределительного устройства 0,4 кВ БКЭС, предусмотренных на ближайших к ним площадках КУ.

Потребителями электроэнергии площадки ПРС являются:

- оборудования блок-контейнера ПРС;
- оборудование технических средств охраны;
- прожекторное освещение.

Освещение площадок ПРС выполнено прожекторами со светодиодными источниками света, установленными на антенной опоре.

### **3.8.7. Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации электроснабжения**

В связи с отсутствием на площадках ЛП МГ потребителей, способных исказить формы кривой тока и напряжения, мероприятия по обеспечению качества электроэнергии в точках общего присоединения (ТОП - шины ЗРУ 10кВ), не предусматриваются.

Компенсация реактивной мощности на шинах КТП настоящими не предусматривается.

С целью сокращения времени перерывов электроснабжения линейных потребителей на границе раздела балансовой принадлежности предусмотрена установка реклоузеров 10 кВ по типу РВА/TEL (по 1 шт. в каждой точке присоединения на проектируемой опоре) с пунктом коммерческого учета электроэнергии, ограниченного опорами с разъединительными пунктами для возможности вывода в ремонт реклоузера.

Комплектные трансформаторные подстанции выполняются с устройствами релейной защиты и автоматики на основе микропроцессорных блоков, которые обеспечивают возможность управления, передачи информации, учета электроэнергии.

Алгоритмы автоматики КТП предусматриваются в необходимом объеме и в полном соответствии с требованиями СТО Газпром 2-1.11-661-2012 «Цифровые устройства релейной защиты и автоматики для систем электроснабжения. Технические требования».

Предусматриваемое в рамках настоящих решений электротехническое оборудование имеет возможность интегрирования в систему АСУ Э объекта в объеме, регламентированном Приложением Д и Ж СТО Газпром 2-1.15-878-2014. Конкретизированный перечень передаваемых сигналов согласовывается с эксплуатирующей организацией при рассмотрении опросных листов на электротехническое оборудование на последующих стадиях проектирования.

### **3.8.8. Перечень мероприятий по экономии электрической энергии**

Основные концепции электросбережения:

- обеспечение безаварийного процесса передачи и распределения электроэнергии;
- применение светодиодных светильников с повышенной светоотдачей, лампы накаливания и ртутьсодержащие лампы исключены;
- применение светодиодных прожекторов, лампы накаливания и ртутьсодержащие лампы исключены;
- выбор оборудования и схем электроснабжения с наименьшими значениями потерь электроэнергии;
- выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ;
- автоматизации оборудования системы электрообогрева технологических трубопроводов;
- оптимальная трассировка кабельных линий для обеспечения минимальных потерь напряжения до конечных электроприемников;
- для снижения потерь электроэнергии применены кабели с медными жилами.

### **3.8.9. Описание мест расположения приборов учета используемой электрической энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов**

Для обеспечения соответствия зданий требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащённости их приборами учета энергетических ресурсов настоящими решениями предусмотрена установка счетчиков технического учета электрической энергии с классом точности приборов учёта 0,5S, в том числе на вводных линиях в щитах ВРУ (НКУ), устанавливаемых в проектируемых блочно-модульных установках и зданиях, БКЭС, щитах собственных нужд КТП и ДЭС, на вводах РУНН 0,4 кВ КТП и на аварийном вводе от ДЭС, на отходящих линиях сетей наружного освещения.

### 3.8.10. Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектах

Строительство сетевых трансформаторных объектов настоящим разделом не предусматривается.

Мощность силовых трансформаторов 10/0,4 кВ, установленных в КТП БКЭС, выбрана в соответствии с выполненным расчётом электрических нагрузок.

Трансформаторы КТП 10/0,4 кВ приняты со схемами соединения обмоток «треугольник-звезда». Данная схема позволяет обеспечить надёжность действия защит от однофазных КЗ в сетях 0,4 кВ и возможности подключения несимметричных нагрузок.

Сведения о мощности трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1 Сведения о мощности трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ ЛЧ магистрального газопровода

п/п	№ Наименование технологической площадки	Тип трансформаторов, размещаемых в составе с БКЭС	Мощность ДЭС, кВт
1	УОК №3, КУ №7	по типу 2хТМГ- 25/10/0,4 кВ	-
2	КУ №34, КУ №65, КУ №95, КУ №122, КУ №155, КУ №185, КУ №210	по типу 2хТМГ- 40/10/0,4 кВ	-
3	УПКС при КС «Карская»	по типу ТМГ- 63/10/0,4 кВ	50

### **3.8.11. Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства**

На площадках линейной части МГ в составе комплектных трансформаторных подстанций 10/0,4кВ в БКЭС применяются масляные силовые трансформаторы. Предусматривается в составе блок-блока организация в трансформаторном отсеке КТП маслоприемника, рассчитанного на 100% трансформаторного масла.

### **3.8.12. Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите**

Молниезащита и заземление выполняются с учетом требований по ЭМС и требований нормативной документации Российской Федерации.

Защита от прямых ударов молний, от вторичных проявлений молний, от заноса высокого потенциала, от искрообразования во взрывоопасных средах, от возможной наводки потенциалов в линиях связи и ТС и заземление площадок выполняется в соответствии с требованиями СТО «Газпром» 2-1.11-170-2007, СО 153-34.21.122-2003 и РД 34.21.122-87.

Так же обеспечиваются требования СТО Газпром 2-1.11-290-2009 «Положение по обеспечению электромагнитной совместимости производственных объектов ОАО «Газпром» в части размещения молниеотводов и установки защиты от импульсных перенапряжений».

В качестве материала для выполнения заземления применяется полосовая оцинкованная сталь.

На питающих линиях щитов прожекторного освещения устанавливаются УЗИП класса - 1+2.

В составе КТП и НКУ заводом-изготовителем предусматриваются устройства ограничения перенапряжения (ОПН) на стороне 10 кВ и защита от импульсных перенапряжений УЗИП класса 1+2 со стороны 0,4 кВ.

#### **Воздушные линии 10 кВ**

Все опоры ВЛЗ 10 кВ заземляются. Сопротивление заземляющих устройств опор в ненаселенной местности в грунтах с удельным сопротивлением  $\rho$  до 100 Ом·м - не более 30 Ом, а в грунтах с  $\rho$  выше 100 Ом·м - должно быть не более  $0,3 \rho$  Ом в соответствии с п.2.5.129 ПУЭ изд.7.

В качестве заземлителя для опор проектируемых ВЛЗ 10 кВ используется её свая и горизонтальные заземляющие электроды. В соответствии с требованиями таблицы 1 Технического циркуляра Ассоциации Росэлектромонтаж № 11/2006 в качестве горизонтальных заземляющих поверхностных электродов, проложенных на глубине 0,5м,

предусматривается оцинкованная сталь круглая диаметром 10 мм с толщиной покрытия 50 мм.

Электрическое соединение стойки опоры с металлической трубой фундамента осуществляется с помощью полосы стальной сечением 4x40 мм, которая с одной стороны приваривается к трубе фундамента, а с другой стороны соединяется штатным болтовым соединением со стойкой опоры.

Горизонтальные заземляющие электроды прокладываются в земле на глубине 0,5 м на всей протяженности вдоль ВЛЗ 10 кВ на расстоянии 2 м от оси ВЛЗ в противоположную сторону от магистрального газопровода, с присоединением к фундаменту (свае) опор ВЛЗ 10 кВ.

Прокладка горизонтальных заземляющих электродов не осуществляется в пролетах опор ВЛЗ 10 кВ на пересечениях с реками, автодорогами, подземными трубопроводами и кабелями связи.

В соответствии с п.22.1, 22.6 «Правил охраны труда при эксплуатации электроустановок», на опорах, проектируемых ВЛЗ 10 кВ, через каждые 2 км на каждой фазе (3шт.) в начале и в конце линии, на пересечении с ВЛ, предусмотрены устройства для присоединения переносных защитных заземлений, закрепляемые с помощью прокалывающих зажимов к фазным проводам ВЛЗ 10 кВ.

### **3.8.13. Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры**

Во внутриплощадочных сетях 10 кВ предусматриваются кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Во внутриплощадочных сетях 0,4 кВ предусматриваются бронированные кабели, не распространяющие горение при групповой прокладке, согласно требованиям раздела 6 ГОСТ 31565-2012 и ГОСТ Р 50571.5.52-2011, СП 6.13130 с ПВХ изоляцией марками типов ВБШвнг(А); КВБбШвнг; ВВГнг(А)-LS; ВВГнг(А)-FRLS; КВВГнг(А)-LS. Для монтажа кабелей предусматривается термоусаживаемая кабельная арматура.

Внутри зданий предусматривается применение небронированных кабелей.

В связи с размещением объекта проектирования на географической широте более 65° специальная защита кабелей от солнечного излучения не предусматривается.

Прокладка силовых и контрольных кабелей, а также кабелей слаботочных цепей предусматривается на разных полках (лотках) в соответствии с требованиями главы 2.3 ПУЭ.

При необходимости применяется прокладка кабелей в негорючих (оцинкованных металлических) лотках герметичного исполнения.

Сечения кабелей выбираются по длительно допустимому току нагрузки и проверяются:

- по допустимой потере напряжения;
- времени отключения защитных автоматов;
- по термической устойчивости токам к.з.

Взаиморезервирующие кабельные линии прокладываются с расстоянием между собой не менее 600 мм; на эстакадах по обе стороны несущей конструкции.

#### **3.8.14. Описание системы рабочего и аварийного освещения**

Для всех проектируемых помещений принята система освещения с напряжением у ламп ~230В. Расчетные нормы освещенности приняты в соответствии с СП 52.13330.2011.

Предусмотрено два вида освещения - рабочее и аварийное, с применением светодиодных источников света.

Освещение выполняется в соответствии с ПУЭ разделы 6 и 7. Ремонтное освещение выполнено на напряжении 12В. Типы светильников и осветительная сеть выбраны в соответствии со средой и категорией производственных зданий и установок.

В соответствии с постановлением правления ОАО «Газпром» от 22.01.2009г № 3 и письмом ОАО «Газпром» № 03/0800-5101 от 22.09.09г. исключено применение светильников с лампами накаливания и ртутьсодержащими лампами. Предусматриваются светильники со светодиодными источниками света.

Наружное освещение площадок выполнено с использованием прожекторов, установленных на прожекторных мачтах с мобильной короной. Управление наружным освещением осуществляется в автоматическом режиме (по сигналу от датчиков освещенности (фотореле), установленных снаружи зданий в зависимости от уровня освещенности), дистанционно с помощью кнопки управления, а также по месту от щитков, размещенных на прожекторных мачтах.

#### **3.8.15. Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии**

В электротехническом оборудовании применены две схемы АВР:

- АВР двухстороннего действия, в этой схеме каждая из двух линий (секций) является рабочей (КТП, НКУ, БКЭС);

- АВР одностороннего действия, в схемах присутствует одна рабочая линия питающей сети, и одна резервная, в случае потери питания рабочей линии АВР подключит резервную линию (ЩАВР с подключением односекционного РУНН 0,4кВ).

Подключение технических средств КИПиА, АСУ ТП, сигнализации и связи в составе проектируемых зданий, выполняется централизованно от независимого источника бесперебойного питания с аккумуляторной батареей необходимой емкости. Применение локальных ИБП минимизировано.

Подключение комплектно поставляемых систем автоматизации, охранной и пожарной сигнализации в составе блок-боксов заводской готовности выполняется соответствующими заводами-изготовителями от ИБП в соответствии с требованиями опросных листов на блочное оборудование.

В качестве резервных и аварийных источников электроснабжения используются дизельные электростанции в составе БКЭС. Подключение дизельной электростанции осуществляется через шкафы аварийного ввода в составе РУНН.

В БКЭС предусмотрены внутренние емкости аварийного запаса топлива, оборудованные средствами измерения остатка топлива в емкости с передачей данных по протоколу RS485 в АРМ.

### **3.8.16. Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии**

Резервирование электроэнергии для электроприемников первой категории особой группы надежности электроснабжения предусматривается от источников бесперебойного питания со встроенными аккумуляторными батареями и ДЭС.

Для резервирования электроэнергии на рассматриваемых площадках предусматривается подключение взаиморезервируемых электроприемников к разным электрическим секциям шин двухтрансформаторных подстанций.

Дополнительно, при необходимости, применяется технологическое резервирование отдельных, особо ответственных электроприемников.

### **3.8.17. Электробезопасность**

Настоящими решениями предусматриваются необходимые мероприятия по электробезопасности в соответствии с действующими нормами и правилами, а именно:

- кабели, временные и токовые уставки релейной защиты выбираются на основании расчетов токов короткого замыкания;

- выполнено защитное заземление всех металлических нетоковедущих частей электроустановок, выполнена система выравнивания потенциалов;

- на всех производственных площадках выполняется совмещенный контур заземления и система молниезащиты;

- все металлические части оборудования, находящиеся под напряжением выше 42В имеют защиту от случайного прикосновения;

- предусматривается защита от статического электричества;

- кабельные линии электроснабжения в местах с вероятной опасностью механических повреждений прокладываются в защитных металлических трубах (коробах);

- электропомещения обеспечиваются средствами индивидуальной защиты в соответствии с требованиями СО 153-34.03.603-2003 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках.

- все электроустановки напряжением до 1000 В приняты с глухозаземленной нейтралью, что обеспечивает быстросрабатывающее автоматическое отключение при возникновении в них опасности поражения током;

- на вводе в БКЭС заводом-изготовителем выполняется система выравнивания потенциалов;

- электроосвещение принято двух видов: рабочее и аварийное.

Наружное освещение технологических площадок, дорог и проездов осуществляется светильниками и прожекторами. В сетях с заземленной нейтралью безопасность обеспечивается присоединением корпуса светильника с проводником РЕ;

- ширина проходов в электропомещениях принята по ПУЭ не менее 0,8 м.

Для предупреждения аварийных ситуаций проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- электрические машины, аппараты, приборы, светильники, провода и кабели, а также способ их установки и прокладки в зависимости от классов, категорий и групп взрывоопасных смесей, а также категорий помещений по взрывопожарной и пожарной опасности;

- электрические проводки выполнены изолированными проводами и кабелями с полихлорвиниловой изоляцией в соответствии с требованиями ГОСТ 31565-2012. Проводки выполнены в трубах, по конструкциям в каналах и по эстакадам;

- защита от электромагнитной и электростатической индукции осуществляется путем присоединения к общему контуру уравнивания потенциалов технологического оборудования и всех трубопроводов на вводах;

- для защиты потребителей от перенапряжений в шкафах ввода КТП, НКУ устанавливаются ограничители перенапряжений и устройства защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП) 1+2 класса.

### **3.8.18. Противопожарные мероприятия**

В рамках рассмотрения настоящих решений предусматриваются следующие противопожарные мероприятия:

- используются кабели марок нг(А)-LS, нг(А)-LS, с изоляцией, не распространяющей горение при групповой прокладке, с низким дымо- и газовыделением, а также марок нг(А)-FRLS для систем противопожарной защиты в соответствии с требованиями раздела 6 ГОСТ 31565-2012;

- для защиты от распространения пожара при прохождении кабелей через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости предусматриваются модульные кабельные вводы с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций в соответствии со ст. 82 ФЗ-123;

- все электропомещения оборудуются первичными средствами пожаротушения в соответствии с Правилами противопожарного режима;

- в помещениях с электрооборудованием предусматривается автоматическая пожарная сигнализация в соответствии с требованиями СП 486.1311500.2020;

- в помещениях БКЭС предусматривается система оповещения о пожаре 1-го типа в соответствии с СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах. Требования к пожарной безопасности».

- помещения ДЭС оборудуются средствами АУПС и АУПТ в соответствии с требованиями СП 486.1311500.2020 и п.5.2.1.38 СТО Газпром 2-6.2-300-2009;

- предусматриваются ручные пожарные извещатели у входа снаружи БКЭС в соответствии с п. 6.6 ВНТП 03/170/567-87 Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса;

- места стоянки пожарной техники в районе энергетических объектов оборудуются столбиками заземления в соответствии с требованиями Правил противопожарного режима в Российской Федерации;

- по путям эвакуации и у каждого эвакуационного выхода из блок-боксов предусмотрены световые указатели «Выход» подключенные к сети аварийного (эвакуационного) освещения с поддержкой от аккумуляторных батарей;

- подключение средств противопожарной защиты, в соответствии с требованиями СП 6.13130.2021 выполняется от панели ПЭСПЗ. Панели ПЭСПЗ, в соответствии с требованиями СП 6.13130.2021, имеют боковые стенки для противопожарной защиты установленной в них аппаратуры, фасадная часть панели ПЭСПЗ имеет отличительную окраску (красную) и табличку с маркировкой "Не отключать! Питание систем противопожарной защиты!";

- для заземления автоцистерн налива дизельного топлива предусматривается УЗА-2МК (устройство заземления автоцистерн), устанавливаемое трубу 100х4,5.

- для защиты от распространения пожара при прохождении кабелей через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости предусматриваются модульные кабельные вводы с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций в соответствии со ст. 82 ФЗ-123;

#### **4. Сведения о потребности объекта капитального строительства в топливе, газе, воде и электрической энергии**

##### **4.1. Сведения о потребности объекта капитального строительства в газе**

Потребители газа отсутствуют.

##### **4.2. Сведения о потребности объекта капитального строительства в воде**

На проектируемых объектах производственное водоснабжение не предусматривается.

##### **4.3. Сведения о потребности объекта капитального строительства в тепловой энергии**

Для обеспечения нагрузок на отопление, вентиляцию производственных зданий используется электроэнергия.

##### **4.4. Сведения о потребности объекта капитального строительства в электрической энергии**

В качестве источников электроснабжения потребителей площадок УОК, КУ, УЗОУ, ПРС и УПКС на напряжении ~230/400 В приняты комплектные одно- и двухтрансформаторные подстанции 10/0,4 кВ, установленные в блочно- комплектных устройствах электроснабжения максимальной заводской готовности.

Силовые трансформаторы в составе двухтрансформаторных КТП 10/0,4 кВ принимаются масляные типа ТМГ с загрузкой в нормальном режиме работы не более 50%.

Для двухтрансформаторных подстанций распределительные устройства 0,4 кВ КТП 10/0,4 кВ приняты двухсекционными с АВР на секционном выключателе.

Для потребителей третьей категории надежности электроснабжения предусматриваются РУНН 0,4 кВ, расположенные в блочно-комплектных устройствах электроснабжения БКЭС и подключенные от одной секции шин комплектных трансформаторных подстанций.

#### **4.5. Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов**

Схема электроснабжения принята из условий обеспечения непрерывности процесса выработки электроэнергии, снижения ущерба от перерыва электроснабжения технологических объектов с учетом малолюдных технологий, обеспечения безопасной эксплуатации объекта, с учетом расположения в суровых природно-климатических условиях.

Структура системы электроснабжения принята в целях обеспечения возможности выполнения своих функций отдельными частями (секциями) как при нормальной работе, так и в нештатных ситуациях при автономной работе.

Электроснабжение потребителей выполнено в соответствии с требованиями ПУЭ, СТО Газпром 2-6.2-1028-2015, СТО Газпром 2-6.2-300-2009, данных по схемам подключения технологического оборудования, заданием и техническими требованиями на проектирование и заданиями на электрические нагрузки по смежным разделам.

#### **4.6. Сведения о количестве энергопринимающих устройств, об их установленной, расчетной и максимальной мощности**

В связи с размещением линейных потребителей в условиях Крайнего Севера в соответствии с п. 8.2 СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 для потребителей КУ, УОК, УЗОУ, УПОУ предусматривается повышение категории электроснабжения до второй.

Потребителями электроэнергии технологических площадок УОК, КУ, УЗОУ и УПКС являются:

- оборудование ЭХЗ;
- оборудование автоматики и телемеханики;
- оборудование связи;
- оборудование пожарной сигнализации;
- оборудование охранной сигнализации;
- оборудование геотехнического мониторинга;
- наружное и внутреннее электроосвещение укрытий;
- наружное электроосвещение;

- оборудование технических средств охраны;
- электрообогрев шкафов КИП;
- электроприводы кранов (только на площадке УПКС);
- собственные нужды блок – боксов.

Для электроснабжения и размещения электротехнического оборудования, станций катодной защиты, оборудования телемеханики, связи, геотехнического мониторинга, технических средств охраны, оборудования пожарной сигнализации предусматривается:

- на площадках УОК №3, КУ №7, установка блочно-комплектных устройств электроснабжения (БКЭС) с КТП с двумя масляными трансформаторами 25/10/0,4 кВ;
- на площадках КУ №34, КУ №65, КУ №95, КУ №122, КУ №155, КУ №185 установка БКЭС с КТП с двумя масляными трансформаторами 40/10/0,4 кВ;
- на площадке УПКС установка БКЭС с КТП с одним масляным трансформатором 63/10/0,4 кВ и резервным источником питания ДЭС 50 кВт;

Электроснабжение потребителей площадок УОК №3, КУ №7, КУ №34, КУ №65, КУ №95, КУ №122, КУ №155, КУ №185, УОК №210 в рабочем режиме осуществляется от 1 и 2 секций шин комплектной трансформаторной подстанции с 50% загрузкой трансформаторов с возможностью продолжения работы по одному вводу в аварийном режиме. В рабочем режиме предусматривается раздельная работа 1 и 2 секций шин КТП (секционный выключатель отключен).

В аварийном режиме, при полном исчезновении питания на напряжении 10 кВ, электроснабжение потребителей первой категории надежности (оборудование телемеханики, связи, технических средств охраны, пожарной сигнализации) осуществляется от источников бесперебойного питания (аккумуляторные батареи), входящих в комплект заводской поставки технологического оборудования.

Электроснабжение потребителей площадки УПКС в рабочем режиме обеспечивается от КТП. В аварийном режиме, в случае исчезновения напряжения на КТП, питание осуществляется от резервного источника питания - ДЭС 0,4 кВ.

Обеспечение первой категории надежности электроснабжения оборудования телемеханики, связи, технических средств охраны, пожарной сигнализации, на время запуска резервного источника питания, предусматривается резервными источниками бесперебойного питания (аккумуляторные батареи), входящими в комплект заводской поставки технологического оборудования.

В БКЭС для электроснабжения технологического оборудования предусматривается единый уровень напряжения 230/400 В.

Замки и ручки входных дверей в отсеки БКЭС имеют конструкцию повышенной надежности и открываются одним универсальным ключом.

Электроснабжение потребителей площадок УЗОУ осуществляется от РУНН 0,4 кВ БКЭС, размещенного на площадке КУ.

Для управления прожекторным освещением на въездах площадок УОК, КУ, УЗОУ и УПКС предусматривается установка кнопочных постов и ящиков управления наружным освещением в БКЭС.

## **5. Данные о проектной мощности объекта капитального строительства**

Магистральный газопровод DN1400 с максимально допустимым рабочим давлением 11,76 МПа, рассматриваемый в проекте, подключается к системе магистральных газопроводов «Бованенково-Ухта». Максимальный объем транспорта газа составит 105,12 млн. м<sup>3</sup>/сут.

Подробные сведения о проектной мощности (пропускной способности) линейного объекта приведены в Томе «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Часть 1. Технология трубопроводного транспорта. Книга 2. Гидравлические расчеты и технологическая схема транспорта продукта».

**6. Сведения о земельных участках, изымаемых для государственных или муниципальных нужд, о земельных участках, в отношении которых устанавливается сервитут, публичный сервитут и (или) заключается договор аренды (субаренды), - в случае изъятия земельного участка для государственных или муниципальных нужд, установления сервитута, публичного сервитута, заключения договора аренды (субаренды)**

Проектируемый объект административно размещается в Тюменской области, Ямало-Ненецком автономном округе, Ямальском районе.

Территория проектирования расположена в границах кадастровых кварталов 89:03:010710, 89:03:010803, 89:03:010809, 89:03:020702, 89:03:020704.

Проектируемый объект частично расположен на земельных участках с кадастровыми номерами: 89:03:000000:1681, 89:03:000000:444, 89:03:000000:446, 89:03:000000:452, 89:03:010710:40, 89:03:010803:10, 89:03:010803:11, 89:03:010803:12, 89:03:010803:13, 89:03:010803:15, 89:03:010803:2, 89:03:010803:4, 89:03:010803:5, 89:03:010803:6, 89:03:010803:7, 89:03:010803:8, 89:03:010804:104, 89:03:010804:104, 89:03:010804:82, 89:03:010804:83, 89:03:010804:85, 89:03:010804:86, 89:03:010804:91, 89:03:010804:93, 89:03:010804:95, 89:03:010809:1, 89:03:010809:10, 89:03:010809:2, 89:03:010809:3, 89:03:010809:6, 89:03:010810:2, 89:03:010810:3, 89:03:020702:109, 89:03:020702:110, 89:03:020702:111, 89:03:020702:119, 89:03:020704:1109, 89:03:020704:1112, 89:03:020704:1113, 89:03:020704:1119, 89:03:020704:2207, 89:03:020704:2237, 89:03:020704:2673.

Проектируемый объект частично расположен на земельных участках, принадлежащих на праве аренды Муниципальному предприятию по забою оленей и переработке продукции «Ямальские олени».

Место размещение проектируемых объектов представлено на Ситуационном плане.

## **7. Сведения о категории земель, на которых планируется разместить (размещен) объект капитального строительства**

Земельные участки для размещения проектируемого объекта «Магистральный газопровод от Тамбейского месторождения до СМГ «Бованенково-Ухта» (1 нитка). Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская»» расположены на территории Тюменской области, Ямало-Ненецкого автономного округа, в Ямальском районе, на землях сельскохозяйственного назначения и землях промышленности и иного специального назначения.

**8. Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков и (или) для внесения в качестве арендной платы, платы за сервитут, публичный сервитут и (или) для выкупа земельных участков, - в случаях, установленных законодательством Российской Федерации**

Компенсационные платежи землепользователям по объекту «Магистральный газопровод от Тамбейского месторождения до СМГ «Бованенково-Ухта» (1 нитка). Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская» будут определены землепользователем до заключения договора аренды.

Изъятие земельных участков для государственных или муниципальных нужд не предусматривается.

Возможно установление публичного сервитута.

## **9. Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований**

В проекте применение оборудования, защищенного патентами, не предусматривается.

## 10. Технико-экономические показатели проектируемых объектов капитального строительства

Основные показатели по генеральным планам проектируемых объектов магистрального газопровода (МГ) приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 Основные показатели по генеральным планам проектируемых объектов МГ

Наименование объектов	Площадь, га
<b>Крановый узел (КУ) для МГ от Тамбейского месторождения (КУ №№ 7, 34, 65, 95, 122, 155, 185)</b>	
Площадь участка в условных границах проектирования	0,55 га
Площадь в пределах ограждения:	
- площадка КУ DN 1400 с двусторонней продувкой	0,109 га
- площадка БКЭС	0,097 га
<b>Узел приема/запуска ВТУ для МГ от Тамбейского месторождения (УЗВУ № 3)</b>	
Площадка узла запуска ВТУ (УЗВУ) на основной нитке:	
Площадь участка в условных границах проектирования	0,844 га
Площадь в пределах ограждения:	0,767 га
<b>Узел охранного крана (КУ) для МГ от Тамбейского месторождения (КУ № 3)</b>	
Площадь участка в условных границах проектирования	0,11 га
Площадь в пределах ограждения:	0,07 га
<b>Технологическая площадка (ТП) для обслуживания линейной части МГ от Тамбейского месторождения (ТП №№ 7, 34, 65, 95, 122, 155, 185)</b>	
Площадь участка в условных границах проектирования	0,357 га
<b>Площадка промежуточная станция радиорелейная (ПРС) для МГ от Тамбейского месторождения (ПРС № 34, 65, 95, 125, 122, 185)</b>	
Площадь участка в условных границах проектирования	0,165 га
Площадь в пределах ограждения	0,12 га

## **11. Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий**

Для выполнения проектной документации специальные технические условия не разрабатывались.

## **12. Сведения о компьютерных программах, которые использованы при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений**

При выполнении проектной документации и расчетов конструктивных элементов зданий и сооружений объектов полного развития были использованы следующие компьютерные программы:

- SCAD Office - Программный комплекс для расчета строительных конструкций;
- Microsoft Office Excel - расчеты свай;
- SelectCAD/Inroads Bentley Civil Engineering - создание картограммы земляных масс проектируемых площадок и расчеты объемов грунта для отсыпки площадок;
- ГазКондНефть - теплотехнические и расчеты трубопроводов, расчет материального баланса подготовки газа;
- Поток-VSV - расчет воздухопроводов вентиляции;
- Гидро - гидравлический расчет тепловых сетей;
- Старт - расчеты скользящих и неподвижных опор и фасонных частей;
- nanoCAD Геоника 20.1 – расчет объема грунта;
- Mathcad 2000 "Prof" - теплотехнический расчет.
- Фундамент – Программный комплекс для расчета строительных конструкций работающих в грунте;
- Графическая часть проектной документации выполнена в программном комплексе NanoCAD.

### 13. Обоснование возможности осуществления строительства объекта капитального строительства по этапам строительства с выделением этих этапов

Данным проектом предусмотрено строительство сооружений первого этапа. Отсыпка площадок под все сооружения предусмотрена в первом этапе.

№ п/п	Наименование этапа входящего, в подобъект	Код части комплекса	№этапа строительства в рамках объекта	Наименование поз. по ГП или сетей	№ поз. по ГП	ИД объекта	Дата ввода объекта в эксплуатацию
<b>Газопровод магистральный. Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская»</b>							
1.	Газопровод магистральный. Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	МГ.ЛЧ	1	Газопровод магистральный (линейная часть)	—	ШЛ.МГ.ЛЧ.1	
2.	Газопровод магистральный. Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	МГ.УО КЗ	1	Узел охранного крана №3 (УКПГ)	—	Ш.1.МГ.УОКЗЛ	
3.	Газопровод магистральный. Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	МГ.УЗ ВУЗ	1	Узел запуска внутритрубного устройства №3	—	ШЛ.МГ.УЗВУЗ.1	
4.	Газопровод магистральный. Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	МГ.АД. УЗВУ	1	Дорога автомобильная подъездная к площадке УЗВУ №3	—	Ш.1. МГ.АД.УЗВУ.1	
5.	Газопровод магистральный. Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	МГ.УК 7	1	Узел крановый №7	—	Ш.1.МГ.УК7.1	
6.	Газопровод магистральный. Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	МГ.УК 34	1	Узел крановый №34	—	Ш.1.МГ.УК34.1	
7.	Газопровод магистральный. Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	МГ.УК 65	1	Узел крановый №65	—	Ш.1.МГ.УК65.1	
8.	Газопровод магистральный. Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	МГ.УК 95	1	Узел крановый №95	—	Ш.1.МГ.УК95.1	
9.	Газопровод	МГ.УК	1	Узел крановый	—	Ш.1.МГ.УК122.1	

№ п/п	Наименование этапа входящего, в подобъект	Код части комплекса	№этапа строит-ва в рамках объекта	Наименование поз. по ГП или сетей	№ поз. по ГП	ИД объекта	Дата ввода объекта в эксплуатацию
	магистральный. Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	122		№122			
10.	Газопровод магистральный. Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	МГ.УК 155	1	Узел крановый №155	—	Ш.1.МГ.УК155.1	
11.	Газопровод магистральный. Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	МГ.УК 185	1	Узел крановый №185	—	Ш.1.МГ.УК185.1	
<b>Линия электропередачи воздушная вдольтрассовая. Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская».</b>							
12.	Линия электропередачи воздушная вдольтрассовая. Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская».	ВЛ	4	Линия электропередачи и воздушная вдольтрассовая. Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская».	—	Ш.1.ВЛ.4	
<b>Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»</b>							
13.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.СР П34	5	Станция радиорелейная промежуточная №34	—	Ш.1. ВЛР.СРП34.5	
14.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.СР П65	5	Станция радиорелейная промежуточная №65	—	Ш.1. ВЛР.СРП65.5	
15.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.СР П95	5	Станция радиорелейная промежуточная №95	—	Ш.1. ВЛР.СРП95.5	
16.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.СР П122	5	Станция радиорелейная промежуточная №122	—	Ш.1. ВЛР.СРП122.5	
17.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.СР П155	5	Станция радиорелейная промежуточная №155	—	Ш.1. ВЛР.СРП155.5	

№ п/п	Наименование этапа входящего, в подобъект	Код части комплекса	№этапа строит-ва в рамках объекта	Наименование поз. по ГП или сетей	№ поз. по ГП	ИД объекта	Дата ввода объекта в эксплуатацию
18.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.СР П185	5	Станция радиорелейная промежуточная №185	—	Ш.1. ВЛР.СРП185.5	
19.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.С У2	5	Станция радиорелейная узловая №2	—	Ш.1.ВЛР.СУ2.5	
20.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.А Д.КУ7	6	Дорога автомобильная подъездная к крановому узлу №7	—	Ш.1. ВЛР.АД.КУ7.6	
21.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.Т П7	7	Технологическая площадка для обслуживания линейной части №7	—	Ш.1.ВЛР.7	
22.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.А Д.КУ34	14	Дорога автомобильная подъездная к крановому узлу №34	—	Ш.1.ВЛР.АД.КУ 34.14	
23.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.Т П34	15	Технологическая площадка для обслуживания линейной части №34	—	Ш.1. ВЛР.ТП34.15	
24.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.К Л34	16	Линия электропередачи и кабельная к площадке ПРС №34	—	Ш.1. ВЛР.КЛ34.16	
25.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.А Д.КУ65	17	Дорога автомобильная подъездная к крановому узлу №65	—	Ш.1.ВЛР.АД.КУ 65.17	
26.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.Т П65	18	Технологическая площадка для обслуживания линейной части №65	—	Ш.1. ВЛР.ТП65.18	
27.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.К Л65	19	Линия электропередачи и кабельная к площадке ПРС	—	Ш.1. ВЛР.КЛ65.19	

№ п/п	Наименование этапа входящего, в подобъект	Код части комплекса	№этапа строит-ва в рамках объекта	Наименование поз. по ГП или сетей	№ поз. по ГП	ИД объекта	Дата ввода объекта в эксплуатацию
	«Карская»			№65			
28.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.А Д.КУ95	20	Дорога автомобильная подъездная к крановому узлу №95	—	Ш.1.ВЛР.АД.КУ 95.20	
29.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.Т П95	21	Технологическая площадка для обслуживания линейной части №95	—	Ш.1. ВЛР.ТП95.21	
30.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.К Л65	22	Линия электропередачи и кабельная к площадке ПРС №95	—	Ш.1. ВЛР.КЛ65.22	
31.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.А Д.КУ12 2	23	Дорога автомобильная подъездная к крановому узлу №122	—	Ш.1.ВЛР.АД.КУ 122.23	
32.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.Т П122	24	Технологическая площадка для обслуживания линейной части №122	—	Ш.1. ВЛР.ТП122.24	
33.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.К Л122	25	Линия электропередачи и кабельная к площадке ПРС №122	—	Ш.1. ВЛР.КЛ122.25	
34.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.А Д.КУ15 5	26	Дорога автомобильная подъездная к крановому узлу №155	—	Ш.1. ВЛР.АД.КУ155. 26	
35.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.Т П155	27	Технологическая площадка для обслуживания линейной части №155	—	Ш.1. ВЛР.ТП155.27	
46.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.К Л155	28	Линия электропередачи и кабельная к площадке ПРС №155	—	Ш.1. ВЛР.КЛ155.28	
37.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского	ВЛР.А Д.КУ18 5	29	Дорога автомобильная подъездная к	—	Ш.1. ВЛР.АД.КУ185. 29	

№ п/п	Наименование этапа входящего, в подобъект	Код части комплекса	№этапа строит-ва в рамках объекта	Наименование поз. по ГП или сетей	№ поз. по ГП	ИД объекта	Дата ввода объекта в эксплуатацию
	месторождения до КС «Карская»			крановому узлу №185			
38.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.Т П185	30	Технологическая площадка для обслуживания линейной части №185	—	Ш.1. ВЛР.ТП185.30	
39.	Линия связи радиорелейная от Тамбейского месторождения до КС «Карская»	ВЛР.К Л185	31	Линия электропередачи и кабельная к площадке ПРС №185	—	Ш.1. ВЛР.КЛ185.31	

**14. Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения**

В проекте отсутствуют затраты, связанные со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения.

**Приложение А Задание на проектирование «Магистральный газопровод от Тамбейского месторождения до СМГ «Бованенково-Ухта» (1 нитка). Участок от Тамбейского месторождения до КС «Карская»»**



УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ООО «Газпром добыча Тамбей»

Д.В. Мельников

2023 г.

**ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ**

**«Обустройство меловых отложений Тамбейского месторождения. Магистральный газопровод от Тамбейского месторождения до СМГ "Бованенково-Ухта" (1 нитка). Участок от Тамбейского месторождения до КС "Карская"»**

1.	Основание для проектирования	Лицензия СЛХ 004564 НЭ от 22.06.2022 Северо-Тамбейский лицензионный участок
2.	Месторасположение предприятия, здания, сооружения	Российская Федерация, Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Ямальский район, Тамбейское месторождение.
3.	Заказчик	ООО «Газпром добыча Тамбей»
4.	Эксплуатирующая организация	ООО «Газпром добыча Тамбей»
5.	Подрядчик (генпроектировщик)	ООО «Газпром проектирование»
6.	Субподрядные организации	6.1. Определяются Подрядчиком по согласованию с Заказчиком, с предоставлением Заказчику сведений, подтверждающих финансовую, правовую способность и достаточную квалификацию субподрядных организаций для выполнения работ; 6.2. Субподрядные организации для разработки разделов проектной и рабочей документации по инженерно-техническим средствам охраны, с решениями по обеспечению информационной безопасности и решениями по подсистеме(ам) безопасности объекта(ов) критической информационной инфраструктуры определяются Подрядчиком по согласованию Заказчиком.

7.	Вид работ	<p>7.1. Выполнение комплексных инженерных изысканий (КИИ);</p> <p>7.2. Сбор исходных данных (СИД) и разработка градостроительной документации.</p> <p>7.3. Разработка проектной документации (ПД);</p> <p>7.4. Разработка рабочей документации (РД);</p> <p>7.5. Разработка эксплуатационной документации (ЭД);</p> <p>7.6. Осуществление авторского надзора (АН).</p>
8.	Вид строительства	Новое строительство.
9.	Источник финансирования	Собственные и заемные средства ООО «Газпром добыча Тамбей».
10.	Срок выполнения работы	Согласно Календарного плана к Договору
11.	Порядок оплаты работ	Согласно условиям договора
12.	Исходные данные	<p>12.1. «Проект пробной эксплуатации меловых отложений Тамбейского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО);</p> <p>12.2. «Проект пробной эксплуатации меловых отложений Тасийского Лицензионного участка Тамбейского месторождения»;</p> <p>12.3. Отчеты по результатам предынвестиционного исследования «Обоснование инвестиций в обустройство Тамбейского месторождения, создание транспортной инфраструктуры, объектов переработки», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2021;</p> <p>12.4. Технические требования на проектирование объекта «Обустройство меловых отложений Тамбейского месторождения. Магистральный газопровод от Тамбейского месторождения до СМГ "Бованенково-Ухта" (1 нитка). Участок от Тамбейского месторождения до КС "Карская"»</p> <p>12.5. Основные технические решения «Обустройство меловых отложений Тамбейского месторождения»;</p> <p>12.6. Технические требования на проектирование КИТСО;</p> <p>12.7. Технические требования на проектирование подсистемы безопасности объектов критической информационной инфраструктуры, создаваемого в рамках объекта «Обустройство меловых отложений Тамбейского месторождения»;</p> <p>12.8. Отчеты по результатам выполнения инженерных изысканий по объекту «Обустройство меловых отложений Тамбейского месторождения и транспорт газа» в составе:</p> <p>12.8.1. Обследование пунктов государственной геодезической сети и создание каркасной спутниковой геодезической сети. Воздушно-лазерное сканирование, цифровая аэрофотосъемка. Северо-Тамбейский лицензионный участок.</p> <p>12.8.2. Исходные данные по оборудованию индивидуального изготовления, необходимые для выполнения работ (предоставляются по запросу).</p>

		12.9. Материалы по проекту пробной эксплуатации Тамбейского месторождения.
13.	Технические условия на подключение к сетям инженерно-технического обеспечения, технические условия на пересечение/примыкание коммуникаций	<p>13.1. Заказчик (с участием Подрядчика) получает Технические условия на подключение в СМГ «Бованенково-Ухта» ПАО «Газпром».</p> <p>13.2. В процессе сбора исходных данных Подрядчик (с участием Заказчика) получает необходимые для разработки проектной документации и прохождения необходимых экспертиз Технические условия.</p> <p>13.3. Подрядчик получает Технические условия на пересечение/примыкание проектируемых коммуникаций (трубопроводов, ВЛ, автодорог и др.) с существующими коммуникациями сторонних организаций и согласовывает проектную и рабочую документацию (при необходимости) с владельцем смежных и пересекаемых коммуникаций.</p> <p>13.4. Обеспечить интеграцию технических решений по инженерным системам (энергоснабжению, автоматизации, связи, пожаротушению и пр.) проектируемых объектов в общепромысловые инженерные системы. Технические условия предоставляет Заказчик по запросу.</p>
14.	Вид документации	<p>14.1. Отчеты по КИИ;</p> <p>14.2. Отчеты по СИД;</p> <p>14.3. ПД;</p> <p>14.4. РД;</p> <p>14.5. ЭД.</p>
15.	Объем работ по комплексным инженерным изысканиям	Выполнить комплексные инженерные изыскания в объеме, необходимом для обоснованного размещения проектируемых объектов на территории строительства, а также в объеме, достаточном для получения положительного заключения ФАУ «Главгосэкспертиза России».
16.	Объем работ по разработке проектной, рабочей и эксплуатационной документации	<p>17.1. Разработать проектную документацию в объеме, достаточном для получения положительного заключения ФАУ «Главгосэкспертиза России», рабочую документацию в объеме, достаточном для обеспечения строительно-монтажных работ и эксплуатационную документацию в объеме технологических регламентов на эксплуатацию магистрального газопровода.</p> <p>17.2 Предварительный титульный список объектов приведен в Приложении №2 к заданию на проектирование и подлежит уточнению при проектировании.</p> <p>17.3 При разработке проектной документации выполнить гидравлические расчеты магистрального газопровода, определить основные характеристики (давление, диаметр).</p>

17.	Требования к выделению этапов строительства	Предусмотреть выделение этапов строительства. Перечень этапов согласовать с заказчиком.
18.	Особые условия строительства	<p>Опасные природные и техногенные условия, которые могут оказать неблагоприятное влияние на строительство и эксплуатацию сооружений:</p> <p>18.1. Район Крайнего Севера;</p> <p>18.2. Восприимчивость природной среды к техногенным воздействиям;</p> <p>18.3. Район распространения высокольдистых засоленных многолетнемерзлых грунтов, вмещающих мощные залежи пластовых льдов, характеризуется широким распространением негативных экзогенных процессов: заболоченность, термокараст, оползни-сплывы, овражная эрозия;</p> <p>18.4. Наличие водных преград, земель природоохранного значения;</p> <p>18.5. Отсутствие местных трудовых ресурсов;</p> <p>18.6. Сложные инженерно-геологические и геокриологические условия мелководного шельфа;</p> <p>18.7. Наличие в разрезе значительных по мощности (до 25 м) грунтов с низкой несущей способностью в акватории Обской губы и дельтах рек (илы, глинистые грунты текучей консистенции);</p> <p>18.8. Воздействие ледовых масс;</p> <p>18.9. Удаленность от действующей инфраструктуры;</p> <p>18.10. Пограничная зона Российской Федерации.</p>
19.	Идентификационные признаки объекта	<p>Подрядчику при разработке ПД:</p> <p>19.1. Уточнить идентификационные признаки зданий и сооружений в необходимом объеме в соответствии с частью 1 статьи 4 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (далее – ФЗ от 30.12.2009 № 384-ФЗ) и согласовать их с ООО «Газпром добыча Тамбей»;</p> <p>19.2. Указать сведения о сроках эксплуатации зданий и сооружений и их частей в соответствии с пунктом 2 статьи 33 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» и ГОСТ 27751-2014 «Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения», введенным в действие приказом Росстандарта от 11.12.2014 № 1974-с.</p>

		<p>19.3. В проектной документации в соответствии с «Классификатором объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям (для целей архитектурно-строительного проектирования и ведения единого государственного реестра заключений экспертизы проектной документации объектов капитального строительства)», утвержденным приказом Минстроя России от 02.11.2022 № 928/пр, указать следующую информацию:</p> <p>Группа (вид объекта капитального строительства) – Объекты добычи, сбора, подготовки и транспорта газа (Сооружение компрессорной станции, 08.05.001.002).</p>
20.	Порядок разработки документации	<p>20.1. Сформировать комплекты ПД в объеме требований постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» для прохождения государственных экспертиз;</p> <p>20.2. Проектную документацию разработать в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», технических регламентов, законодательных и нормативных правовых актов Российской Федерации, нормативных документов федеральных органов исполнительной власти, содержащих установленные требования с учетом актуальных изменений и дополнений, в редакции, действующей на момент передачи Заказчику до проведения государственной экспертизы. В случае внесения изменений в Постановление № 87 и/или иные законодательные и нормативно правовые акты Российской Федерации, нормативные документы федеральных органов исполнительной власти, которые могут повлиять на разработку проектной документации, Заказчику необходимо внести соответствующие изменения в задание на проектирование для последующего заключения дополнительного соглашения к договору на выполнение ПИР с целью реализации этих изменений в проектной документации. В случае изменения требований нормативных документов на момент разработки рабочей документации, по решению Заказчика, разработку рабочей документации осуществить в соответствии с требованиями действующих нормативных документов, а также внести соответствующие изменения в проектную документацию в рамках отдельного договора/дополнительного соглашения к договору;</p> <p>20.3. Оформление документации выполнить в соответствии с требованиями ГОСТ Р 21.101-2020 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации», утвержденного и введенного в действие приказом Росстандарта от 23.06.2020 № 282-ст;</p>

		<p>20.4. В начале каждого разрабатываемого раздела ПД следует представлять перечень основных нормативных документов, которыми руководствовались при его разработке, в случае если иное не предусмотрено нормативными документами;</p> <p>20.5. На основании основных технических решений разработать тендерную документацию для выбора поставщиков основного технологического оборудования с длительным циклом изготовления в объеме опросных листов, разработанных для каждого вида оборудования. Перечень опросных листов согласовать с заказчиком;</p> <p>20.5.1. В составе проектной документации разработать сборник ведомостей объемов работ (далее – ВОР);</p> <p>20.6. Разработать сметную документацию по стадиям ПД и РД;</p> <p>20.7. В составе проектной документации выполнить сборник спецификаций оборудования и материалов с выделением МТР поставки Заказчика и МТР поставки Подрядчика. Разделение МТР выполнить в соответствии разделительной ведомостью, представляемой Заказчиком;</p> <p>20.8. В составе проектной документации необходимо разработать общие схемы сетей внутриплощадочных, включающие все объекты установи: технологические, автоматизации, сетей связи, сетей электроснабжения, сетей информационного обмена системы АСПС, теплоснабжения, водоснабжения, канализации и пр., с привязкой к генплану. Должна обеспечиваться возможность просмотра схемы целиком независимо от количества листов и их форматов;</p> <p>20.9. Отдельно разработать и предоставить на согласование Заказчику спецификацию аварийного запаса. Требования к формированию спецификаций аварийного запаса предоставляются Заказчиком дополнительно;</p> <p>20.10. В составе проектной документации предусмотреть формирование и места хранения МТР аварийного запаса, в том числе, трубы, вспомогательные материалы в соответствии с рекомендациями Заказчика;</p> <p>20.11. В составе каждого комплекта ПД подготовить исходно-разрешительную документацию, необходимую для прохождения государственной экологической экспертизы и главгосэкспертизы (включая все необходимые согласования государственных и контролирующих органов);</p> <p>20.12. При выполнении проектной документации определить необходимость разработки специальных технических условий (СТУ) в соответствии с требованиями ч. 8 ст. 6 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» и/или ч. 2 ст. 78 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». Разработку СТУ согласовать с Агентом.</p>
--	--	---

21.	<p>Необходимость выполнения сбора исходных данных и инженерных изысканий для подготовки проектной документации</p>	<p>21.1. Разработать проект Технического задания на выполнение комплексных инженерных изысканий;</p> <p>21.2. Подрядчику получить все необходимые разрешения на выполнение КИИ;</p> <p>21.3. Подрядчику до начала инженерных изысканий выполнить рекогносцировочное обследование участка под размещение объекта с выдачей заключения о возможности использования материалов изысканий прошлых лет и, в случае необходимости, выполнить актуализацию материалов;</p> <p>21.4. Подрядчику выполнить:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– разработку и согласование с ООО «Газпром добыча Тамбей» программы производства работ по инженерным изысканиям и комплексного графика выполнения инженерных изысканий. При разработке программы инженерных изысканий учитывать материалы изысканий прошлых лет, а также полученные на предпроектной стадии результаты рекогносцировочных обследований и инженерных изысканий (при наличии);</li> <li>– основные виды инженерных изысканий: инженерно-геодезические, инженерно-геологические (в т.ч. геофизические исследования), инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические и, при необходимости, специальные виды инженерных изысканий в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 19.01.2006 № 20 «Об инженерных изысканиях для подготовки проектной документации, строительства, реконструкции объектов капитального строительства», СП 47.13330.2016 «СНиП 11-02-96 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения», утвержденного и введенного в действие приказом Минстроя России от 30.12.2016 № 1033/пр, (далее - СП 47.13330.2016), постановления Правительства Российской Федерации от 28.05.2021 № 815 «Об утверждении перечня национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», а также задания на инженерные изыскания, разработанного Подрядчиком и утвержденного Заказчиком;</li> </ul> <p>21.5. В случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации и требованиями нормативной документации, выполнить следующие работы: сейсмическое микрорайонирование; поиск, обследование территории на наличие взрывоопасных предметов в местах боевых действий и на территориях бывших воинских формирований; исследования по плотности потока радона с поверхности грунта на участках строительства; выполнить радиационные исследования в границах участка изысканий;</p> <p>21.6. В рамках выполнения работ по СИД получить (не ограничиваясь):</p>
-----	--	--

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- получить сведения о распространении на территории строительства редких, уязвимых и охраняемых видов животных и растений, а также о наличии местообитаний и плотности распределения охотничьих видов животных, миграциях животных, полученные от уполномоченных органов государственной власти ЯНАО;</li> <li>- получить в органах исполнительной власти сведения об отсутствии (наличии) в районе предполагаемого строительства территории традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера;</li> <li>- согласовать размещение объектов строительства на территориях оленеводческих хозяйств/совхозов;</li> <li>- получить сведения на предмет отсутствия (наличия) неблагоприятных пунктов по сибирской язве в соответствии с Федеральным законом от 30.03.99 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения». При необходимости разработать и согласовать с Роспотребнадзором мероприятия по безопасному производству работ;</li> <li>- представить сведения уполномоченной инстанции в области ветеринарного надзора о наличии (отсутствии) в пределах земельного отвода и прилегающей зоне по 1000 м в каждую сторону от проектируемых площадок скотомогильников, биотермических ям и других мест захоронения трупов животных и наличии установленных санитарно-защитных зон таких объектов;</li> <li>- представить сведения о наличии и местоположении в районе размещения проектируемых объектов зон санитарной охраны источников водоснабжения;</li> <li>- представить сведения о рыбохозяйственной категории на основании информации, имеющейся у уполномоченных органов власти по всем водным объектам, на которые оказывается воздействие при строительстве объектов;</li> </ul> <p>21.7. Выполнить полевые историко-культурные изыскания, представить заключения историко-культурной экспертизы, утвержденные Службой государственной охраны объектов культурного наследия ЯНАО. Дополнительно представить данные уполномоченного органа об отсутствии объектов культурного наследия, либо объектов, обладающих признаками объекта культурного наследия в соответствии с требованиями статей 3 и 30 Федерального закона от 25.06.2002 № 73-ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации»;</p> <p>21.8. Картографический материал должен быть получен официальным путем с соблюдением законодательства об авторских правах и содержать ссылки на источник получения. При наличии на исходных материалах грифов ограниченного пользования, документация должна быть оформлена в соответствии с требованиями к оформлению документации ограниченного использования;</p>
--	---

		<p>21.9. Опорные и съемочные геодезические сети в период проведения инженерных изысканий создать с обеспечением возможности их последующего использования в качестве геодезической разбивочной основы для строительства (пункты долговременного и постоянного закрепления) в соответствии с требованиями к точности определения пространственного положения согласно пункту 5.1 СП 317.1325800.2017 «Свод правил. Инженерно-геодезические изыскания для строительства. Общие правила производства работ», утвержденного и введенного в действие приказом Минстроя России от 22.12.2017 № 1702/пр, и СП 126.13330.2017 «Свод правил. Геодезические работы в строительстве. СНиП 3.01.03-84», утвержденному и введенному в действие приказом Минстроя России от 24.10.2017 № 1469/пр (далее - СП 126.13330.2017).</p> <p>Тип и конструкцию геодезических пунктов установить в программе работ на инженерно-геодезические изыскания;</p> <p>21.10. В процессе выполнения инженерных изысканий создать (актуализировать) геоинформационную систему объекта проектирования.</p>
22.	Требования к сбору исходных данных и разработке градостроительной документации	<p>22.1. Выполнить сбор исходных данных для проектирования в объеме, достаточном для прохождения государственной экологической экспертизы и главгосэкспертизы. В случае необходимости, выполнить актуализацию ранее полученных материалов исходных данных, представленные в отчете по СИД. Материалы СИД для логистического обеспечения строительства и проект логистического обеспечения (ПЛО), предоставляются Заказчиком;</p> <p>22.2. В рамках выполнения работ по СИД получить (не ограничиваясь):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- получить сведения о распространении на территории строительства редких, уязвимых и охраняемых видов животных и растений, а также о наличии местообитаний и плотности распределения охотничьих видов животных, миграциях животных, полученные от уполномоченных органов государственной власти ЯНАО;</li> <li>- получить в органах исполнительной власти сведения об отсутствии (наличии) в районе предполагаемого строительства территории традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера;</li> <li>- согласовать размещение объектов строительства на территориях оленеводческих хозяйств/совхозов;</li> <li>- получить сведения на предмет отсутствия (наличия) неблагоприятных пунктов по сибирской язве в соответствии с Федеральным законом от 30.03.99 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения». При необходимости разработать и согласовать с Роспотребнадзором мероприятия по безопасному производству работ;</li> </ul>

	<p>- представить сведения уполномоченной инстанции в области ветеринарного надзора о наличии (отсутствии) в пределах земельного отвода и прилегающей зоне по 1000 м в каждую сторону от проектируемых площадок скотомогильников, биотермических ям и других мест захоронения трупов животных и наличии установленных санитарно-защитных зон таких объектов;</p> <p>- представить сведения о наличии и местоположении в районе размещения проектируемых объектов зон санитарной охраны источников водоснабжения;</p> <p>- представить сведения о рыбохозяйственной категории на основании информации, имеющейся у уполномоченных органов власти по всем водным объектам, на которые оказывается воздействие при строительстве объектов;</p> <p>22.3. Подрядчику разработать материалы для последующего оформления Заказчиком прав на земельные (лесные) участки на период строительства и эксплуатации объектов;</p> <p>22.4. Подрядчику подготовить и представить в адрес Заказчика для согласования материалы, обосновывающие внесение сведений об объекте проектирования в документы территориального планирования соответствующего уровня (федеральный, субъект Российской Федерации, муниципальное образование). В случае изменения наименования, местоположения и основных характеристик объекта обеспечить направление Заказчику соответствующих изменений;</p> <p>22.5. Подрядчику обеспечить подготовку проекта задания на разработку документации по планировке территории (далее - ДПТ) в соответствии с типовыми требованиями, установленными органами государственной власти или органами местного самоуправления, уполномоченными на утверждение ДПТ и представить Заказчику на утверждение в установленных законом случаях;</p> <p>22.6. Подрядчику разработать, согласовать ДПТ в соответствии с требованиями задания на подготовку ДПТ и действующим градостроительным законодательством Российской Федерации. Документацию представить в адрес Заказчика для проведения входного контроля качества документации и последующего направления на утверждение в уполномоченный орган государственной власти или орган местного самоуправления. Обеспечить снятие замечаний Заказчика, а также органов государственной власти и/или органов местного самоуправления, уполномоченных на согласование и утверждение ДПТ.</p> <p>22.7. Заказчику обеспечить утверждение ДПТ в уполномоченном органе государственной власти или органе местного самоуправления;</p> <p>22.8. Подрядчику подготовить текстовое и графическое описание местоположения зон с особыми условиями использования территорий;</p>
--	---

		<p>22.9. Подрядчику подготовить пакет документов в соответствии с действующими нормами Законодательства Российской Федерации для обращения в органы государственной власти, либо орган местного самоуправления, наделённый полномочиями по утверждению и выдаче решений об установлении, изменении, прекращении существования зон(ы) с особыми условиями использования территории;</p> <p>22.10. Заказчику обеспечить получение решения об установлении, изменении, прекращении существования зон(ы) с особыми условиями использования территории;</p> <p>22.11. Предусмотреть расчет затрат на подготовку материалов, необходимых для получения решений об установлении зон(ы) с особыми условиями использования территории, содержащие сведения о границах данной зон(ы), графическое описание местоположения границ данной зоны, перечень координат характерных точек этих границ в системе координат, установленной для ведения Единого государственного реестра недвижимости, обозначение (установление) зон с особыми условиями использования территории на местности специальными знаками;</p> <p>22.12. Предусмотреть расчет затрат на возмещение убытков правообладателям земельных участков, причиненных ограничением их прав, в связи с установлением/ изменением зон с особыми условиями использования территорий, в связи с изъятием земельных участков, в связи с действием публичных сервитутов (при необходимости);</p> <p>22.13. По результату определения границ территории, требуемой для размещения объекта на период строительства, подготовить отчет об определении размера арендной платы/отчет об определении платы за сервитут в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации об оценочной деятельности.</p> <p>Независимые оценочные отчеты согласовать с Заказчиком, правообладателями частной собственности на земельные участки, арендаторами, землевладельцами и землепользователями.</p> <p>22.1. В случае если в процессе проектирования изменились границы отвода земельных участков на период строительства объекта, обеспечить актуализацию независимых оценочных отчетов, согласовать их с Заказчиком, правообладателями частной собственности на земельные участки, арендаторами, землевладельцами и землепользователями. Актуализированные независимые оценочные отчеты включить в состав Отчета по сбору исходных данных.</p>
23.	Основные технико-экономические характеристики и показатели объекта	23.1. Основные технико-экономические показатели определить в проектной документации;

		<p>23.2. Эффективность инвестиций, включая показатели экономической эффективности проекта, определить в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов, утвержденными Минэкономки России, Минфином России, Госстроем России 21.06.1999 № ВК477, и Методикой оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений, утвержденной ОАО «Газпром» от 09.09.2009 № 01/07-99;</p> <p>23.3. В случае выделения нескольких этапов строительства при разработке проектной документации по последнему этапу выполнить консолидированный расчет эффективности инвестиций по всем этапам. При необходимости выполнить оценку эффективности инвестиций для каждого этапа в отдельности. Расчет показателей экономической эффективности выполнить консолидировано по всем этапам строительства.</p> <p>23.4. В проектной документации определить эффективность инвестиций. Разработать отдельный том «Технико-экономическая часть. Оценка эффективности инвестиций».</p> <p>23.5. Методику расчета, исходные данные, макроэкономические параметры, требования к отчетным документам (включая финансово-экономическую модель), согласовать отдельно с Заказчиком.</p> <p>23.6. На базе разработанных документов выполнить оценку эксплуатационных расходов объектов строительства.</p>
24.	Требования к подготовке сметной документации	<p>24.1. Сметную стоимость строительства определить в соответствии с Методикой определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства, работ по сохранению объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации на территории Российской Федерации, утвержденной приказом Минстроя России от 04.08.2020 № 421/пр (или документом ее заменяющим) и другими нормативными и методическими документами ресурсным методом в ценах на 01 января года начала проектирования с применением действующей сметно-нормативной базы, включенной в федеральный реестр сметных нормативов, СТО Газпром, ИЭСН, ВЭСН (указаны в порядке приоритета) с использованием действующих сборников сметных цен на материалы, изделия и конструкции, серийного оборудования, стоимости машино-часа строительных машин и механизмов, оплаты труда рабочих, введенных в действие письмами ПАО «Газпром», по кусту (зоне) сосредоточенного строительства 160 «ЯНАО: район: Ямальский, Харасавэйское месторождение»;</p> <p>24.2. Сметную документацию разработать в соответствии с исходными данными от Заказчика (сценарными условиями в части ценообразования);</p>

		<p>24.3. В составе сметной документации сформировать отдельным томом Реестр разработанной сметной документации, выполненный в электронном формате,</p> <p>24.4. В составе проектной документации разработать ведомость сметной стоимости работ и затрат, содержащую информацию о сметной стоимости строительства объекта в требуемых аналитических разрезах;</p> <p>24.5. Генеральному проектировщику обеспечить включение в состав сметной документации (в главу 12 сводного сметного расчета) затрат, понесенных на выполнение предпроектной документации (при наличии). Заказчику направлять соответствующую информацию Генеральному проектировщику и контролировать её включение в состав сметной документации;</p> <p>24.6. Сметную документацию разработать с выделением стоимости каждого этапа строительства.</p> <p>24.7. В составе ПОС разработать нормативные графики строительства (календарный план) с поквартальным распределением капитальных затрат и объемов строительно-монтажных работ.</p> <p>24.8. Для разработки разделов «Проект организации строительства» и «Сметная документация» сформировать опросные листы с исходными данными и согласовать с Заказчиком.</p>
25.	Особые требования к проектированию	<p>25.1. Подрядчик осуществляет работу по рассмотрению технической документации от выбранного поставщика оборудования на соответствие требованиям проектной и рабочей документации;</p> <p>25.2. Обеспечить соответствие применяемых технологий, к областям применения наилучших доступных технологий, требованиям отраслевых справочников, создаваемых в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 31.10.2014 № 2178-р «Об утверждении поэтапного графика создания в 2015 - 2017 годах отраслевых справочников наилучших доступных технологий»;</p> <p>25.3. Разработать в рабочей документации в составе эксплуатационной документации технологический регламент эксплуатации магистрального газопровода;</p> <p>25.4. Общество, являющееся застройщиком, декларирует для периода строительства и эксплуатации отнесение проектируемых объектов к объектам, оказывающим негативное воздействие на окружающую среду, согласно «Критериям отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 31.12.2020 № 2398;</p>

26.	Требования к технологии, режиму предприятия и основному оборудованию	<p>26.1. Режим работы предприятия – круглосуточный, круглогодичный;</p> <p>26.2. Принятые технологии, оборудование, строительные решения, организация строительства и эксплуатации комплекса должны соответствовать нормам Российской Федерации;</p> <p>26.3. При разработке документации предусмотреть применение отечественного импортозамещающего оборудования, оборудования с высокой степенью локализации производства на территории Российской Федерации или предусмотреть применение аналогичного оборудования производства государств, поддерживающих нормальные торговые отношения с Российской Федерацией;</p> <p>26.4. В случае отсутствия отечественных аналогов импортного оборудования и применения импортных МТР, а также импортных комплектующих в закупаемых МТР, представить обоснование применения импортных МТР;</p> <p>26.5. Предусмотреть разработку технических решений по увеличению надежности системы противоаварийной защиты (СПАЗ), включая обогрев всей запорно-регулирующей арматуры, участвующей в функционировании СПАЗ, теплоизоляцию и обогрев тупиковых участков технологических трубопроводов.</p> <p>26.6. Проектные решения должны базироваться на технических требованиях Заказчика, опыте освоения месторождений углеводородного сырья в сложных природно-климатических условиях, предусматривать использование как апробированных, так и новых технических решений, обеспечивающих надежную эксплуатацию при минимальной численности обслуживающего персонала (включая применение «безлюдных» технологий, где это обоснованно);</p> <p>26.7. Также в рамках разработки ПД предусмотреть расчет и обоснование минимальной численности персонала для эксплуатации объектов;</p> <p>26.8. Предусмотреть применение оборудования, запорно-регулирующей арматуры, приборов, средств автоматики, телемеханики, изоляционных покрытий и соединительных деталей трубопроводов, сертифицированных в установленном порядке;</p> <p>26.9. Оборудование должно компоноваться в блочно-модульном исполнении максимальной заводской готовности и соответствовать требованиям ВНТП 01/87/04-84 «Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования»;</p> <p>26.10. На все оборудование, в составе проектной документации должны быть разработаны технические требования (опросные листы).</p>
-----	--	---

27.	Требования по энергосбережению	<p>– Предусмотреть применение наилучших (современных) энергоэффективных технологий, оборудования и материалов, в т.ч. использование светодиодных источников света.</p> <p>– Разработать раздел «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений, сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов» в соответствии с требованиями Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», постановления Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;</p> <p>– Предусмотреть в составе раздела приведение сравнительных данных по энергоэффективности применённого оборудования и технологий, а также величину неизбежных технологических потерь топливно-энергетических ресурсов (газ, электроэнергия, тепло).</p>
28.	Требования к архитектурно-планировочным, конструктивным и инженерным решениям	<p>28.1. Предусмотреть применение комплектно-блочного, а также узлового методов строительства;</p> <p>28.2. Для зданий и сооружений повышенного уровня ответственности предусмотреть научно-техническое сопровождение конструктивных решений в соответствии с требованиями ГОСТ 27751-2014 «Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения», а также указать в ПД сведения по определению аэродинамических коэффициентов;</p> <p>28.3. Расчёт санитарно-бытовых помещений и устройств выполнить в соответствии с СП 44.13330.2011. Административные и бытовые здания. Актуализированная редакция СНиП 2.09.04-87, утвержденным приказом Минрегиона России от 27.12.2010 № 782»;</p> <p>28.4. Перечень зданий, для которых необходимо обеспечить взрывоустойчивость определить на стадии проектирования;</p> <p>28.5. Конструктивные и инженерные решения принять с учётом климатических условий района строительства и геокриологических условий площадок строительства;</p> <p>28.6. Архитектурные и колористические решения фасадов зданий, сооружений, оборудования, сетей инженерно-технического обеспечения выполнить в соответствии с требованиями фирменного стиля компании. Требования фирменного стиля предоставляются заказчиком. Интерьерные решения выполнить по отдельному заданию.</p>

29.	Использование зданий комплектной поставки	Применение в проектной документации зданий блочно-комплектной заводской готовности предусмотреть по согласованию с Заказчиком.
30.	Требования и условия к разработке природоохранных мероприятий	<p>30.1. Разработать раздел «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии п. 25 Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87;</p> <p>30.2. В случаях, предусмотренных ст. 11 и ст. 12 Федерального закона Российской Федерации от 23.11.95 № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе», выполнить оценку воздействия на окружающую среду, организовать и совместно с Заказчиком и Администрацией Ямальского района провести общественные обсуждения;</p> <p>30.3. При проведении оценки воздействия на окружающую среду представить расчеты нормативов допустимых выбросов, нормативов допустимых сбросов, для планируемых к строительству объектов I и II категорий в соответствии с ч.2 ст. 22 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;</p> <p>30.4. Определить категорию объекта негативного воздействия на окружающую среду в соответствии со ст. 4.2 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;</p> <p>30.5. В составе раздела «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» выполнить идентификацию экологических аспектов и произвести расчет их значимости;</p> <p>30.6. Обеспечить соответствие применяемых технологий, относящихся в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 24.12.2014 № 2674-р «Об утверждении Перечня областей применения наилучших доступных технологий» к областям применения наилучших доступных технологий, требованиям нормативных документов в области охраны окружающей среды по утверждению соответствующих технологических показателей наилучших доступных технологий;</p> <p>30.7. Выполнить в составе комплексных инженерных изысканий инженерно-экологические изыскания согласно СП 47.13330.2016. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 11-02-96, утвержденному и введенному в действие приказом Минстроя России от 30.12.2016 № 1033/пр, СП 11-102-97. Инженерно-экологические изыскания для строительства, одобрен письмом Госстроя России от 10.07.1997 № 9-1-1/69;</p>

	<p>30.8. Учесть наличие природоохранных ограничений, зон с особыми условиями использования территории (особо-охраняемые природные территории, водоохранные зоны, рыбоохранные зоны, санитарно-защитные зоны объектов, зоны санитарной охраны источников водоснабжения, наличие объектов культурного наследия и территорий традиционного природопользования коренных малочисленных народов и др.);</p> <p>30.9. В составе документации представить необходимые справки, согласования, заключения. В том числе заключение историко-культурной экспертизы или данные уполномоченного органа об отсутствии объектов культурного наследия, либо объектов, обладающих признаками объекта культурного наследия в соответствии с требованием ст. 36 Федерального закона от 25.06.2002 № 73-ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации»;</p> <p>30.10. Разработать проект рекультивации в составе проектной документации на строительство объекта в соответствии с требованием Правил проведения рекультивации и консервации земель, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 10.07.2018 № 800 «О проведении рекультивации и консервации земель»;</p> <p>30.11. На период эксплуатации объекта I, II, III категории, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, разработать необходимые расчетные и обосновывающие материалы в соответствии с ч. 3 ст. 31.1 (для объектов I категории), ч. 4 ст. 31.2 для объектов II категории, ч. 4 ст. 22 для объектов III категории Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;</p> <p>30.12. Учесть для проектируемого объекта виды зон с особыми условиями использования территорий в соответствии с требованием ст.105 Земельного кодекса Российской Федерации;</p> <p>30.13. Учесть требования СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов, утвержденных постановлением Главного государственного санитарного врача России от 25.09.2007 № 74, Правил установления санитарно-защитных зон и использования земельных участков, расположенных в границах санитарно-защитных зон», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2018 № 222.</p>
--	--

		<p>Разработать отдельным томом проект санитарно-защитной зоны в соответствии с требованиями Правил установления санитарно-защитных зон и использования земельных участков, расположенных в границах санитарно-защитных зон, утвержденных постановлением Правительства РФ от 03.03.2018 № 222, и с учетом СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов, утвержденных постановлением Главного государственного санитарного врача России от 25.09.2007 № 74. Представить экспертное заключение о проведении санитарно-эпидемиологической экспертизы проекта санитарно-защитной зоны;</p> <p>30.14. При воздействии на водные объекты представить оценку воздействия, в т.ч. на водные биологические ресурсы. Представить расчет затрат на реализацию природоохранных мероприятий и компенсационных выплат. Представить согласование Федерального агентства по рыболовству в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 30.04.2013 № 384 «О согласовании Федеральным агентством по рыболовству строительства и реконструкции объектов капитального строительства, внедрения новых технологических процессов и осуществления иной деятельности, оказывающей воздействие на водные биологические ресурсы и среду их обитания»;</p> <p>30.15. Проектная документация должна соответствовать требованиям законодательства и нормативной документации в области охраны окружающей среды и санитарно-эпидемиологического благополучия населения действующей на момент разработки и периода ее согласования.</p> <p>При отсутствии необходимости разработки каких-либо из указанных требований представить соответствующее обоснование в текстовой части раздела «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».</p> <p>30.16. Разработать Программу производственного экологического контроля (мониторинга) за характером изменения всех компонентов экосистемы при строительстве и эксплуатации объекта, а также при авариях на его отдельных участках в соответствии с требованиями Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» с учетом постановления Правительства Ямало-Ненецкого автономного округа от 14.02.2013 № 56-П «О территориальной системе наблюдения за состоянием окружающей среды на территории Ямало-Ненецкого автономного округа».</p>
31.	Технологическая связь	<p>31.1. Проектные решения разработать в соответствии с действующими законодательными актами и нормативными документами Российской Федерации, с учётом Технических требований на проектирование (Предоставляются по запросу) и полученных от Заказчика Технических условий;</p>

		<p>31.2. Основные технические решения в области связи, технические условия, номенклатуру и технические характеристики оборудования согласовать с Заказчиком.</p> <p>31.3. Подготовить пакет документации для подачи заявки для получения разрешения на радиочастоты.</p>
32.	Энергоснабжение	<p>32.1 Схемные и технические решения по энергообеспечению объектов (электроснабжение, теплоснабжение, водоснабжение и водоотведение) и состав основного энергетического оборудования согласовать с Заказчиком;</p> <p>32.2. Применяемое комплектное энергетическое оборудование и системы должны быть высокой заводской готовности, иметь положительный опыт эксплуатации;</p> <p>32.3. Технические характеристики и номенклатуру основного энергетического оборудования согласовать с Заказчиком;</p> <p>32.4. В проектной документации предусмотреть разработку отдельного тома «Электромагнитная совместимость».</p> <p>32.5. Принять в качестве основного вида топлива котельных - природный газ, в качестве резервного – дизельное топливо.</p>
33.	Требования к защите от коррозии	<p>33.1. В составе проектной документации предусмотреть разработку раздела «Защита от коррозии», состоящего из следующих подразделов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– изоляционные, защитные покрытия и материалы;</li> <li>– ингибиторная защита;</li> <li>– электрохимическая защита;</li> <li>– система коррозионного мониторинга, дистанционный контроль и управление оборудованием электрохимической защиты (далее - ЭХЗ);</li> <li>– электроснабжение средств ЭХЗ;</li> </ul> <p>33.2. Предусмотреть применение защитных покрытий от атмосферной коррозии, систем покрытий и лакокрасочных материалов для противокоррозионной защиты металлоконструкций, технологических сооружений и оборудования;</p> <p>33.3. Перечень оборудования и материалов, номенклатуру и характеристики системы электрохимической защиты, системы коррозионного мониторинга, системы защитных покрытий подземного и надземного технологического оборудования, вставки электроизолирующие, диэлектрические ложементы и др. применяемые при разработке проектной документации, согласовать Заказчиком;</p> <p>32.4. Цветовые решения для защиты от атмосферной коррозии технологических и производственных объектов должны соответствовать цветам корпоративного стиля Заказчика.</p>

34.	Автоматизация	<p>34.1. Проектную документацию в части автоматизации выполнить в соответствии с ГОСТ 34 серии (ГОСТ 34.601, ГОСТ 34.201, ГОСТ 34.602 и т.д.) с соблюдением стадийности разработки систем автоматизации (детализация требований и разработка концептуальных решений в ОТР, согласование типов применяемых средств и систем автоматизации на их основе, разработка и согласование технических заданий (ТЗ) на создание/расширение систем автоматизации в соответствии с ГОСТ 34.602, разработка проектной документации на их основе, последующая разработка рабочей документации), а также полноты и комплектности документации;</p> <p>34.2. Предусмотреть создание единого комплекса систем автоматизации, реализующего функции комплексного управления и защиты всей цепочки проектируемых объектов;</p> <p>34.3. Реализовать передачу данных из создаваемых систем автоматизации в смежные и вышестоящие системы автоматизации, включая систему оперативно-диспетчерского управления (СОДУ). При необходимости предусмотреть расширение соответствующих систем;</p> <p>34.4. В проектных решениях по автоматизации учесть этапность ввода объектов строительства в эксплуатацию;</p> <p>34.5. Все проектно-создаваемые и комплектно-поставляемые в рамках проекта средства, и системы автоматизации должны быть российского производства.</p> <p>34.6. Согласовать с Заказчиком:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– типы применяемых ПТС, КИП, СПА, средств контроля загазованности;</li> <li>– структурные схемы комплекса технических средств (КТС);</li> <li>– ТЗ на проектно-создаваемые системы автоматизации;</li> <li>– технические части документации о закупке (ГЧДЗ) технологического оборудования в части требований к средствам и системам автоматизации;</li> <li>– технические требования (ТТ), ТЗ, опросные листы (ОЛ) на изготовление технологического оборудования, поставляемого комплектно со средствами и системами автоматизации (ПТС, КИП, СПА, средства контроля загазованности);</li> <li>– спецификации оборудования и программного обеспечения на средства и системы автоматизации;</li> </ul> <p>34.7. Для согласования типов ПТС необходимо представить Заказчику обоснования, включая организационные решения по оперативному и диспетчерскому управлению объектом, создаваемых систем автоматизации, учитывающие состав объектов автоматизации и распределение систем на комплектно-поставляемые и проектно-создаваемые - в объеме, достаточном для выбора ПТС;</p>
-----	---------------	--

	<p>34.8. Все разрабатываемые в составе проектной документации технические задания (частные технические задания), технические требования, технические условия, ТЧДЗ, ОЛ на создание (закупку, поставку, изготовление) информационных систем, автоматизированных систем управления, систем автоматического управления, а также технологическое оборудование, содержащее в своем составе данные системы, должны содержать раздел «Требования к обеспечению информационной безопасности». Указанные документы в части требований к обеспечению информационной безопасности необходимо согласовать с Заказчиком;</p> <p>34.9. Разработчикам автоматизированных систем управления технологическими процессами обеспечить:</p> <p>– взаимодействие (интеграцию) программного обеспечения и (или) программно-аппаратных средств систем автоматизации со средствами (системами) защиты информации с целью реализации мер по аудиту безопасности, обеспечению целостности и доступности;</p> <p>приоритетное применение в составе подсистемы безопасности объекта критической информационной инфраструктуры средств защиты информации, встроенных в программное обеспечение и (или) программно-аппаратные средства автоматизированных систем управления технологическими процессами и прошедших оценку соответствия требованиям по безопасности 37.6. Для согласования типов ПТС необходимо представить Заказчику, включая организационные решения по оперативному и диспетчерскому управлению объектом, перечень существующих систем автоматизации с указанием типов ПТС и сроков ввода в эксплуатацию, перечень функциональных задач существующих и создаваемых систем автоматизации, учитывающие состав объектов автоматизации и распределение систем на комплектно-поставляемые и проектно-создаваемые в объеме, достаточном для выбора ПТС;</p> <p>34.10. Все разрабатываемые в составе проектной документации технические задания (частные технические задания), технические требования, технические условия, ТЧДЗ, ОЛ на создание (закупку, поставку, изготовление) информационных систем, автоматизированных систем управления, систем автоматического управления, а также технологическое оборудование, содержащее в своем составе данные системы, должны содержать раздел «Требования к обеспечению информационной безопасности». Указанные документы в части требований к обеспечению информационной безопасности необходимо согласовать с Заказчиком;</p> <p>34.10. Разработчикам автоматизированных систем управления технологическими процессами обеспечить:</p> <p>– взаимодействие (интеграцию) программного обеспечения и (или) программно-аппаратных средств систем автоматизации со средствами (системами) защиты информации с целью реализации</p>
--	--

		<p>мер по аудиту безопасности, обеспечению целостности и доступности;</p> <p>– приоритетное применение в составе подсистемы безопасности объекта критической информационной инфраструктуры средств защиты информации, встроенных в программное обеспечение и (или) программно-аппаратные средства автоматизированных систем управления технологическими процессами и прошедших оценку соответствия требованиям по безопасности.</p>
35.	Метрологическое обеспечение и организация измерений углеводородных сред	В проектной документации разработать раздел «Метрологическое обеспечение и организация измерений углеводородных сред» в составе раздела «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами». В разделе представить материалы, относящиеся к области метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества природного газа на проектируемом объекте.
36.	Требования по режиму безопасности и гигиене труда	<p>36.1. В составе проектной документации разработать раздел «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием». При разработке раздела руководствоваться требованиями Трудового кодекса Российской Федерации, а также другими действующими законодательными актами и нормативными документами Российской Федерации, содержащими требования к рассматриваемым в разделе проектным решениям;</p> <p>36.2. Раздел разработать в соответствии с Федеральным законом от 30.03.99 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», требованиями СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда», утвержденного постановлением Главного государственного санитарного врача России от 02.12.2020 № 40, и другими законодательными актами и нормативными документами Российской Федерации, содержащими требования охраны.</p>
37.	Требования к разработке перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	<p>37.1. Проектную документацию выполнить в соответствии с требованиями Федерального закона от 12.02.98 № 28-ФЗ «О гражданской обороне», Федерального закона от 21.12.94 № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» и других нормативных документов в области гражданской обороны, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (национальные стандарты, своды правил, приказы, распоряжения);</p> <p>37.2. Раздел разработать в соответствии с требованиями ГОСТ Р 22.2.13-2023 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Порядок разработки перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера при проектировании объектов капитального строительства»;</p>

		<p>37.3. В установленном порядке осуществить сбор исходных данных для разработки мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;</p> <p>37.4. При необходимости предусмотреть маскировочные мероприятия в объеме световой маскировки в соответствии с требованиями п. 10.2 СП 165.1325800.2014. Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне, утвержденным и введенным в действие приказом Минстроя России от 12.11.2014 № 705/пр, и раздела 5 СП 264.1325800.2016. Световая маскировка населенных пунктов и объектов народного хозяйства, Актуализированная редакция СНиП 2.01.53-84, утвержденного приказом Минстроя России от 03.12.2016 № 880/пр;</p> <p>37.5. При получении от территориальных органов МЧС России исходных данных для разработки мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (по ГОСТ Р 22.2.13-2023), включающих в себя разработку иных видов маскировочных мероприятий предусмотреть их выполнение в отдельной проектной документации по отдельному договору.</p>
38.	Требования по пожарной безопасности	<p>38.1. Проектные решения по обеспечению пожарной безопасности принять в соответствии с требованиями, установленными Федеральным законом от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Федеральным законом от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности», Федеральным законом от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», а также других действующих нормативных документов, содержащих требования пожарной безопасности федерального, местного и отраслевого уровня, и нормативных документов разработанных в их развитие;</p> <p>38.2. Разработать раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», в соответствии с требованиями Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87.</p>
39.	Требования к системам безопасности и защите объектов	<p>39.1. При разработке проектных решений по оснащению объектов инженерно-техническими средствами охраны руководствоваться требованиями Федерального закона от 21.07.2011 г. № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса», постановления Правительства Российской Федерации от 19.09.2015 № 993 «Об утверждении требований к обеспечению безопасности линейных объектов топливно-энергетического комплекса» и обеспечить выполнение технических требований на проектирование «Обустройство меловых отложений Тамбейского месторождения» (комплекс инженерно-технических средств охраны).</p>

	<p>39.2. Разработать раздел «Решения по обеспечению информационной безопасности» с учётом требований законодательства Российской Федерации, нормативных документов федеральных органов исполнительной власти, уполномоченных в области обеспечения безопасности и технической защиты информации.</p> <p>В разделе представить:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- описание объекта защиты;</li><li>- анализ угроз информационной безопасности и описание модели потенциального нарушителя;</li><li>- актуальные требования к обеспечению информационной безопасности, уточненные с учетом положений нормативных документов ООО «Газпром добыча Тамбей», а также результатов анализа возможных угроз безопасности информации и последствий, которые могут возникнуть вследствие реализации этих угроз;</li><li>- решения по обеспечению информационной безопасности, в том числе решения по управлению доступом, регистрации и учету, обеспечению целостности программных средств защиты информации, антивирусной защите информационных ресурсов, обеспечению сетевой безопасности, управлению средствами защиты информации.</li></ul> <p>В графической части раздела должны быть представлены:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- схема структурная комплекса технических средств, наложенная на соответствующие схемы информационно-технологической инфраструктуры объекта системы связи и др. На схеме должны быть выделены устанавливаемые или модифицируемые в рамках проекта технические средства обработки, хранения, передачи и защиты информации;</li><li>- схема функциональной структуры;</li></ul> <p>39.3. Реализовать подсистемы безопасности объектов критической информационной инфраструктуры, создаваемых в рамках объекта «Обустройство меловых отложений Тамбейского месторождения», с учетом определенных категорий значимости, моделей угроз и требований приказов ФСТЭК России и ФСБ России, принятых во исполнение Федерального закона от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации». Решения по подсистемам безопасности объектов критической информационной инфраструктуры изложить в отдельных разделах проектной документации;</p>
--	--

		<p>39.4. В решениях по системам безопасности использовать оборудование и программное обеспечение отечественного происхождения. В исключительных случаях при отсутствии отечественных аналогов с необходимыми функциональными, техническими и эксплуатационными характеристиками может быть рассмотрен вопрос о применении оборудования и программного обеспечения импортного производства на основании заключения о невозможности его замены.</p>
40.	<p>Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности</p>	<p>40.1. В составе проектной документации разработать декларацию промышленной безопасности на основании требований и в случаях, установленных ст. 14 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Исходные данные, необходимые для разработки декларации промышленной безопасности, предоставляются Заказчиком по запросу Подрядчика.</p> <p>40.2. При необходимости разработать ОБ ОПО в соответствии с п. 4 ст. 3 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», разработать ОБ ОПО в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.07.2013 № 306 и Руководства по безопасности «Методические рекомендации по разработке обоснования безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса», утвержденного приказом Ростехнадзора от 30.09.2015 № 387;</p> <p>40.3. Разработать в рабочей документации технологические регламенты на эксплуатацию в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 11.12.2020 № 517.</p> <p>40.4. Разработать в составе проектной документации План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварии на Магистральном газопроводе от Тамбейского месторождения до СМГ "Бованенково-Ухта" (1 нитка). Участок от Тамбейского месторождения до КС "Карская", в соответствии с требованиями, установленном Положением о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПМЛА) на опасных производственных объектах, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 15.09.2020 № 1437.</p>

		<p>40.5. В соответствии с постановлением Правительства РФ от 31.12.2020 № 2451 «Об утверждении Правил 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, а также о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» разработать План предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (при необходимости)</p> <p>40.6. В соответствии с требованиями «Правил безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 11.12.2020 № 517:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- в проектной документации определить, обосновать и отразить объем и содержание всех технических мероприятий по обеспечению безопасности;</li> <li>- разработку технологического процесса, выбор технологического оборудования, типа запорной арматуры или отключающих устройств и мест их установки, средств контроля и противоаварийной защиты должны быть обоснованы в проектной документации результатами анализа опасностей технологических процессов и количественного анализа риска аварий;</li> <li>- выполнить отчет по анализу риска аварий (за исключением декларирования промышленной безопасности).</li> </ul>
41.	Требования к составу проектной документации	Состав и содержание разделов проектной документации сформировать в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87, с учетом актуальных изменений и дополнений.
42.	Требования к разработке специальных технических условий (СТУ)	<p>42.1. Определить необходимость разработки специальных технических условий (далее - СТУ) в соответствии с требованиями ч. 8 ст. 6 Федерального закона Российской Федерации от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» и/или ч. 2 ст. 78 Федерального закона Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;</p> <p>42.2. Перечень СТУ необходимый и достаточный для сокращения капитальных затрат Заказчика при строительстве и эксплуатации объекта и предлагаемые к применению технические решения согласовать с Заказчиком;</p> <p>42.3. Подрядчик разрабатывает и сопровождает согласование СТУ в Министерстве строительства Российской Федерации и МЧС России до получения положительного решения.</p>

43.	Авторский надзор	<p>43.1. Подрядчик осуществляет авторский надзор за объектами строительства в целях обеспечения соответствия решений, содержащихся в проектной и рабочей документации, выполняемым строительным-монтажным работам, в соответствии с графиком осуществления авторского надзора;</p> <p>43.2. Подрядчик вносит корректировки в разработанную рабочую и проектную документацию, необходимость которых выявилась в процессе комплектации и выполнения СМР по отдельному заданию на проектирование;</p> <p>43.3. Подрядчик осуществляет:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- текущее сопровождение решений, предусмотренных проектной и рабочей документацией; оперативное рассмотрение и выдача решений при возможности согласования отклонений от проектных решений и рабочей документации;</li> <li>- оценку возможности замены материалов и оборудования;</li> <li>- рассмотрение, проверку и согласование конструкторской документации от поставщиков оборудования/материалов/изделий на соответствие разработанным техническим требованиям, опросным листам и заданиям на изготовление;</li> <li>- по запросу Заказчика вносит соответствующие изменения, корректировки в рабочую и проектную документацию, не затрагивающие конструктивные и другие характеристики надёжности и безопасности объекта и не требующие проведение повторной Государственной, Негосударственной экспертизы или Экспертизы промышленной безопасности;</li> <li>- дополнительные согласования в области ПИР, необходимость которых возникла в процессе осуществления строительного-монтажных работ и ведения авторского надзора с получением положительных решений по таким согласованиям.</li> </ul>
44.	Состав демонстрационных материалов	<p>Подрядчик разрабатывает следующие демонстрационные материалы:</p> <p>44.1. Буклет или краткий информационный документ;</p> <p>44.2. Слайды для проведения презентаций;</p> <p>44.3. Эскизы, схемы технологических, архитектурных, планировочных, компоновочных решений и технико-экономических показателей;</p> <p>44.4. Графики производства ПИР.</p>
45.	Порядок сдачи работы	<p>45.1. Подрядчик обеспечивает передачу ПД в ФАУ «Главгосэкспертиза России», устранение замечаний, корректировку ПД и передачу финальных комплектов Заказчику;</p> <p>45.2. Подрядчику обеспечить сопровождение проектной документации и устранение замечаний до получения положительного решения об утверждении проектной документации.</p>

		<p>45.3. После проведения всех государственной экологической экспертизы и Главгосэкспертизы Подрядчик предоставляет Заказчику откорректированные материалы ПД (оригиналы) до 6-ти экземпляров на бумажных носителях до 3-х экземпляров на электронных носителях.</p> <p>45.4. Подрядчик предоставляет Заказчику РД до 6-ти экземпляров (оригиналы) экземпляров на бумажных носителях до 3-х экземпляров на электронных носителях.</p> <p>45.5. По результатам внесения изменений в отдельные листы РД, Подрядчик предоставляет Заказчику откорректированные листы РД до 6-ти экземпляров (оригиналы) на бумажных носителях и откорректированные комплекты РД в полном объеме до 3-х экземпляров на электронных носителях с приложением Разрешения на внесение изменений.</p> <p>45.6. О дате и объеме предоставлении ПД и РД на бумажных и электронных носителях Заказчик уведомляет письменно за 30 дней.</p>
46.	Требования к материалам на электронных носителях	<p>46.1. Подрядчик формирует полный пакет ПД в электронном согласно требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 05.03.2007 №145 «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий», а также требований Федерального закона от 23.11.1995 № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе»;</p> <p>46.2. Представить финансово-экономическую модель проекта в формате Microsoft Office Excel. Файл должен содержать формулы (без макросов) для получения всех расчетных показателей и позволять производить изменения в расчетах. В файле должны отсутствовать внешние и циклические ссылки. Формат расчетных листов и структура модели подлежат согласованию с Заказчиком</p> <p>46.3. Электронную версию проектной документации для представления на государственную экспертизу выполнить в соответствии с Требованиями к формату электронных документов, представляемых для проведения государственной экспертизы проектной документации и (или) результатов инженерных изысканий и проверки достоверности определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов капитального строительства, утвержденными приказом Министра России от 12.05.2017 № 783/пр;</p> <p>46.4. В электронной версии отчетов по инженерным изысканиям, проектной и рабочей документации предусмотреть предоставление заказчику схем и чертежей в исходном формате *.dwg в локальной системе координат месторождения, а также строительной сетке на площадные объекты;</p> <p>46.3. Электронные документы должны быть выполнены в следующих форматах:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pdf, rtf, doc, docx, xls, xlsx — для документов с текстовым содержанием;</li> <li>- pdf, dwg, dxf, jpeg — для документов с графическим</li> </ul>

		содержанием; - xls, xlsx — для сводки затрат, сводного сметного расчета стоимости строительства, объектных сметных расчетов (смет), сметных расчетов на отдельные виды затрат. - предусмотреть электронные документы в формате word; 46.5. Формат pdf представить с обязательной возможностью копирования текста.
47.	Требования к мероприятиям по обеспечению доступа инвалидов к объекту	Не требуется на основании п. 3в) ч. 7 ст. 51 Федерального закона от 29.12.2004 № 190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации». Маломобильные группы населения на проектируемом объекте отсутствуют.
<p>Приложения:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обзорная схема на 2-х листах;</li> <li>2. Предварительный титульный список объектов на 1-м листе.</li> <li>3. Технические требования на проектирование разработку подсистемы безопасности объекта критической информационной инфраструктуры, создаваемого в рамках объекта «Обустройство меловых отложений Тамбейского месторождения».</li> <li>4. Технические требования на КИТСО.</li> </ol>		

Разработал:

Заместитель генерального директора  
по развитию и контролю реализации проектов



А.А. Артамонов

