



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

Заказчик – ООО «Газпром межрегионгаз»

**МЕЖПОСЕЛКОВЫЙ ГАЗОПРОВОД С. ЛЕЖЕБОКОВО -
Д. МАЛОСУХОЯЗОВО БИРСКОГО РАЙОНА
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 3 Технологические и конструктивные решения линейного
объекта. Искусственные сооружения.**

8000.253. 037.П.0002.02/1732-1-ТКР

Том 3

Заказчик – ООО «Газпром межрегионгаз»

**МЕЖПОСЕЛКОВЫЙ ГАЗОПРОВОД С. ЛЕЖЕБОКОВО -
Д. МАЛОСУХОЯЗОВО БИРСКОГО РАЙОНА
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 3 Технологические и конструктивные решения линейного
объекта. Искусственные сооружения.**

8000.253. 037.П.0002.02/1732-1-ТКР

Том 3

Заместитель директора
филиала по производству

Главный инженер проекта



Ю.М. Комиссаров

И.П. Никитина

Обозначение	Наименование	Стр.	Примечание
8000.253.037.П.0002.02/1732-1-ТКР-С	Содержание тома 3	2	
8000.253.037.П.0002.02/1732-1-ТКР.ТЧ	Текстовая часть	3	
8000.253.037.П.0002.02/1732-1-ТКР.ГЧ	Графическая часть	51-56	

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

8000.253.037.П.0002.02/1732-1-ТКР-С						Содержание тома 3		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
						П		1
Разработал	Гизатуллин				12.2021			
Проверил	Муратова				12.2021			
Н. контр.	Петухова				12.2021			
ГИП	Никитина				12.2021			

Список исполнителей

Отдел комплексного проектирования г. Уфа:

Зам. начальника ОПЛЧГ		06.2022 Т.А. Муратова
Главный специалист		06.2022 А.М. Гизатуллин
Главный специалист		06.2022 М.Э. Билалов
Нормоконтроль:		
Главный специалист		06.2022 А.Н. Петухова
ГИП		06.2022 И.П. Никитина

Содержание

1	Обозначения и сокращения	4
2	Основание для разработки проектной документации	5
3	Исходные данные	6
4	Перечень нормативной документации	7
5	Общие сведения по объекту	11
5.1	Топографические условия	11
5.2	Краткие сведения о климатической характеристике района	11
5.3	Геологическое строение района.....	12
5.4	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунтов в основании линейного сооружения	13
5.5	Гидрогеологические условия	16
5.6	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта	17
6	Классификация и категория линейного объекта	19
7	Сведения о проектной мощности линейного объекта	20
8	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта, обеспечивающие безопасность линейного сооружения	21
8.1	Общие критерии выбора параметров и показателей качества МТР.....	21
8.2	Пункт газорегуляторный	22
8.3	Соединение изолирующее	23
8.4	Запорная арматура.....	23
8.5	Основные критерии выбора трубной продукции для линейной части	24
8.6	Выбор соединительных деталей	27
8.7	Критерии качества при выборе антикоррозионных покрытий.....	27
9	Технологические и конструктивные решения.....	29
9.1	Выбор трассы газопровода	29
9.2	Основные решения по прокладке и монтажу газопровода	30
10	Проектные решения по пересечению газопроводом естественных и искусственных преград	33
10.1	Пересечение и сближение газопровода с подземными коммуникациями.....	33
10.2	Закрепление газопровода.....	33
10.3	Пересечение газопровода с надземными коммуникациями	34
10.4	Пересечение газопровода с водными преградами	35
11	Мероприятия по обеспечению безопасного функционирования газопровода.....	36
11.1	Назначение охранных зон газопровода.....	36

11.2	Обозначение трассы газопровода	36
11.3	Объём контроля качества сварных стыков	37
11.4	Испытание газопровода на герметичность	37
12	Перечень мероприятий по энергосбережению	40
13	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъёмного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта	41
14	Сведения о численности и профессионально-квалифицированном составе персонала, число и оснащённость рабочих мест	42
15	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта	43
	Приложение А	46
	Приложение Б	47

1 Обозначения и сокращения

АКП	антикоррозионное покрытие
ВЛ	воздушная линия электропередач
ГРПШ	газорегуляторный пункт блочный
ИГЭ	инженерно-геологический элемент
КИП	контрольно-измерительный пункт
МС	метеостанция
МТР	материально-технические ресурсы
ПЭ	полиэтиленовая труба
РЭДС	ручная электродуговая сварка
СДТ	соединительные детали трубопроводов
СМР	строительно-монтажные работы
ТТ	технические требования
ТУ	технические условия
УВВ	уровень высоких вод
ЭО	эксплуатирующая организация

2 Основание для разработки проектной документации

Проектная документация по объекту: «Межпоселковый газопровод с. Лежебоково - д. Малосухоязово Бирского района Республики Башкортостан» разработана на основании:

– программы газификации регионов Российской Федерации, утверждённой Председателем Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллером.

– соглашения о взаимном сотрудничестве и договоров по газификации между администрациями регионов РФ и ПАО «Газпром», предусматривающие осуществление программы газификации в регионе.

– концепции участия ПАО «Газпром» в газификации регионов РФ, утверждённой постановлением Правления ОАО «Газпром» 30.11.2009 г. № 57.

– градостроительного кодекса Российской Федерации.

– Постановления Правительства Российской Федерации от 05.03 2007 г. № 145 «О порядке организации и проведения государственной экспертизы Проектной документации и результатов Инженерных изысканий».

3 Исходные данные

Исходными данными для разработки раздела являются:

- программа газоснабжения и газификации Республики Башкортостан на период 2016 - 2020 годы разработанная АО «Газпром промгаз» и утверждённая Председателем Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллером в 2016 г;
- Генеральная схема газоснабжения и газификации Республики Башкортостан (корректировка), разработанная АО «Газпром промгаз» в 2018 г.;
- уточнённые данные по перечню и объёмам газопотребления по существующим и перспективным потребителям в населённых пунктах Бирского района полученные и согласованные администрацией района письмом от 25.06.2021 г. № 3777;
- техническое задание на выполнение проектных и изыскательских работ утверждённое Заместителем генерального директора по капитальному строительству и реконструкции ООО «Газпром межрегионгаз» А.Г. Бугаенко 12.05.2021 г.;
- технические отчёты комплексных инженерных изысканий, выполненные ООО «Газпром проектирование» в 2021 г.;
- технические условия, письма и согласования заинтересованных организаций.

4 Перечень нормативной документации

Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ (с изм. на 06.12.2021 г.);

Федеральный закон от 21. 12 1994 г. № 69-ФЗ О пожарной безопасности (с изм. на 11.06.2021 г.);

Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов (с изм. на 11.06.2021 г.);

Федеральный закон от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изм. на 30.04.2021 г.);

Федеральный закон от 30. 12. 2009 г. № 384-ФЗ О безопасности зданий и сооружений (с изм. на 02.07.2013 г.);

Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, утверждённый Постановлением Правительства Российской Федерации от 29.10.2010 № 870 (с изм. от 14.12.2018 г.);

Постановление Правительства Российской Федерации № 87 от 16 февраля 2008 г. О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (с изм. на 15.07.21 г.);

Постановление Правительства Российской Федерации № 982 от 01.12.2009 г Об утверждении единого перечня продукции, подлежащей сертификации, и единого перечня продукции, подтверждение соответствия которой осуществляется в форме принятия декларации о соответствии (с изм. на 04.07.2020 г.);

Правила охраны газораспределительных сетей, утверждённые Постановлением Правительства Российской Федерации от 20.11.2000 г. № 878 (с изм. на 17.05.2016 г.);

Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон утверждённые Постановлением Правительства Российской Федерации от 24.02.2009 г. № 160 (с изм на 21.12.2018 г.);

Правила охраны линий и сооружений связи РФ, утверждённые постановлением Правительства Российской Федерации от 09.06.1995 г. № 578;

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления утверждённые приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) от 15.12.2020 г. № 531;

ГОСТ 9.402-2004 Покрyтия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию;

ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии (с поправкой);

ГОСТ 12.1.004 91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с изм. 1);

ГОСТ 356-80 Арматура и детали трубопроводов. Давления номинальные, пробные и рабочие. Ряды (с изм.1);

ГОСТ 1050-2013Metalлопродукция из нелегированных конструкционных качественных и специальных сталей. Общие технические условия (с поправками);

ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения (с поправкой);

ГОСТ 6465-76 Эмали ПФ-115. Технические условия (с изм. 1-5);

ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод (с изм.1);

ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы (с изм.1);

ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов (с поправкой);

ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент (с изм. 1, 2);

ГОСТ 10705-80 Трубы стальные электросварные. Технические условия (с изм.1 - 8);

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с изм.1 - 5);

ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры (с изм. 1);

ГОСТ 17375-2001 (ИСО 3419-81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R примерно равно 1,5DN). Конструкция (с изм. 1, 2);

ГОСТ 17378-2001 (ИСО 3419-81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция (с изм. 1, 2);

ГОСТ 17380-2001 (ИСО 3419-81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Общие технические условия (с изм. 1, 2, поправкой);

ГОСТ 18599-2001(ISO 4427-2:2007) Трубы напорные из полиэтилена. Технические условия (с изм. 1, 2 и поправкой);

ГОСТ 25129-2020 Грунтовка ГФ-021. Технические условия;

ГОСТ 28338-89 Соединения трубопроводов и арматура. Номинальные диаметры. Ряды (с изм. 1, 2);

ГОСТ 30546.1-98 Общие требования к машинам, приборам и другим техническим изделиям и методы расчёта их сложных конструкций в части сейсмостойкости (с изм. 1);

ГОСТ 34011-2016 Системы газораспределительные. Пункты газорегуляторные блочные. Пункты редуцирования газа шкафные. Общие технические требования;

ГОСТ 34715.0-2021 Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть 0. Общие требования;

ГОСТ 34715.1-2021 Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть 1. Полиэтиленовые газопроводы;

ГОСТ 34715.2-2021 Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть 2. Стальные газопроводы;

ГОСТ Р 56001-2014 Арматура трубопроводная для объектов газовой промышленности. Общие технические условия;

ГОСТ Р ИСО 12176-1-2021 Трубы и фитинги пластмассовые. Оборудование для сварки полиэтиленовых систем. Часть 1. Сварка нагретым инструментом встык;

ГОСТ Р ИСО 12176-2-2011 Трубы и фитинги пластмассовые. Оборудование для сварки полиэтиленовых систем. Часть 2. Сварка с закладными нагревателями;

ГОСТ Р 55276-2012 (ИСО 21307:2011) Трубы и фитинги пластмассовые. Процедуры сварки нагретым инструментом встык полиэтиленовых (ПЭ) труб и фитингов, используемых для строительства газо- и водопроводных распределительных систем;

ГОСТ Р 58121.1-2018 (ИСО 4437-1:2014) Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен (ПЭ). Часть 1. Общие положения (с поправкой);

ГОСТ Р 58121.2-2018 (ИСО 4437-2:2014) Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен (ПЭ). Часть 2. Трубы;

ГОСТ Р 58121.3-2018 (ИСО 4437-2:2014) Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен (ПЭ). Часть 3. Фитинги (с поправкой);

СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85 (с изм. 1 - 3);

СП 22.13330.2016 Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83* (с изм. 1 - 3);

СП 28.13330.2017 Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85 (с изм. 1, 2);

СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-2008* (с изм. 1 - 3);

СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб;

СП 42-102-2004 Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб;

СП 42-103-2003 Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов;

СП 45.13330.2017 Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87 (с изм. 1, 2);

СП 62.13330.2011* Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 (с изм. 1 3);

СП 115.13330.2016 Геофизика опасных природных воздействий. Актуализированная редакция СНиП 22-01-95;

СП 131.13330.2020 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*;

СП 341.1325800.2017 Подземные инженерные коммуникации. Прокладка горизонтальным направленным бурением;

ПУЭ 7 Правил устройства электроустановок. Седьмое издание;

ГЭСН-81-02-01-2020 Государственные сметные нормативы. Государственные элементные сметные нормы на строительные и специальные строительные работы. Сборник 1. Земляные работы (с изм. на 31.03.2021 г.);

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

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-2018 Проектирование, строительство и эксплуатация объектов газораспределения и газопотребления. Альбом типовых решений по проектированию и строительству (рекомендации) с использованием устройства выхода газопровода из земли;

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-1.1-1-2019 Проектирование, строительство и эксплуатация объектов газораспределения и газопотребления. Арматура запорная. Краны шаровые для природного газа. Технические требования и методы испытаний;

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-7.2-2-2019 Проектирование, строительство и эксплуатация объектов газораспределения и газопотребления. Соединения неразъёмные полиэтиленовых и стальных газопроводов. Технические требования и методы испытаний;

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-8-2-2019 Проектирование, строительство и эксплуатация объектов газораспределения и газопотребления. Пункты редуцирования газа шкафные. Общие технические условия;

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 9.2-1-2014 Защита от коррозии. Электрохимическая защита. Основные технические требования к электрохимической защите сетей газораспределения от коррозии.

5 Общие сведения по объекту

Природные характеристики района застройки представлены по данным отчётов по инженерно-геодезическим, инженерно-геологическим, инженерно-гидрологическим и метеорологическим изысканиям, выполненными ООО «Газпром проектирование» в 2021 г. и сведениям с официального сайта Бирской районной администрации.

5.1 Топографические условия

В административном отношении территория участка работ расположена на землях Бирского района Республики Башкортостан. Бирский район расположен севернее города Уфы, граничит на севере с Бураевским, на северо-востоке с Мишкинским, на юго-востоке с Благовещенским, на юге с Кушнаренковским и на западе с Дюртюлинским районами.

Участок работ представляет собой коридор шириной 100-150м и, частично проходя по застроенным территориям, располагается между населенными пунктами Лежебоково, Малосухоязы.

Угодья представлены преимущественно луговой, древесной растительностью, зарослями кустарников.

Абсолютные отметки высот колеблются от 89.06 до 114.19 м в Балтийской системе высот. Рельеф на участке работ преимущественно равнинный с углом наклона поверхности до 2 градусов, вблизи р. Бирь угол наклона достигает 10-12 градусов.

Административный центр – г.Бирск. находящееся в 101 км от Уфы.

Рельеф на участке работ преимущественно равнинный с углом наклона поверхности до 2 градусов, вблизи р. Бирь угол наклона достигает 10-12 градусов.

Автомобильные дороги на участке работ представлены дорогами местного значения с щебеночным покрытием.

Трасса проектируемого газопровода протяженностью 4221.27 м., проходит по землям, занятым луговой растительностью, зарослями кустарников, древесной растительностью. На всем протяжении трасса пересекает ВЛ 10кВ, кабель связи, р.Бирь, р.Чебушлинка. Общее направление трассы северо-западное. ПК0 трассы является точкой врезки в существующий газопровод ст.108. Конец трассы примыкает к проектируемой площадке ГРПШ.

Надземные коммуникации на участке работ представлены ВЛ 10 кВ+0.4кВ.

Подземные коммуникации представлены кабелем связи, водопроводом, газопроводом.

Водные преграды представлены р.Бирь, р.Чебушлинка, озеро, пруд.

5.2 Краткие сведения о климатической характеристике района

Район строительства по СП 131.13330.2020 относится к климатическому подрайону I В.

Согласно СП 20.13330.2016 район застройки относится:

- по давлению ветра - ко II району (0,3 кПа);
- по толщине стенки гололёда - ко II району (5 мм);
- по весу снегового покрова - к V району (2,5 кПа).

Расположение территории в центре материка Евразии определяет континентальный характер её климата с холодной зимой и умеренно-тёплым летом с большими колебаниями температуры воздуха как внутри года, так и в течение суток.

Зимой рассматриваемая территория находится под преимущественным влиянием сибирского антициклона, обуславливающим повсюду устойчивую морозную погоду.

Наблюдаются частые вторжения воздушных масс с севера, а также прорывы южных циклонов, с которыми связаны резкие изменения погоды.

Летом территория находится в основном в области низкого давления.

Нередко происходит вторжение воздушных масс с Баренцева и Карского моря, а также с Азорских островов. В последнем случае на территории наблюдается жаркая, и даже засушливая погода.

Климатические параметры района представлены в таблицах 5.1 - 5.2.

Таблица 5.1 - Климатические параметры района застройки

Параметры климатической характеристики МС Янаул	Значение
Климатические параметры холодного периода года	
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,98	-41,7
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,92	-31,8
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-47,1
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	84
Количество осадков с ноября по март, мм	163
Преобладающее направление ветра с декабря по февраль	Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	5,0
Климатические параметры тёплого периода года	
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	+37,9
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее тёплого месяца, %	71
Количество осадков с апреля по октябрь, мм	373
Преобладающее направление ветра с июля по август	3

Таблица 5.2 - Средняя месячная и годовая температура воздуха

Значение средних месячных и годовых температур по МС Бирск, °С												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-13,5	-12,6	-6,0	4,1	12,9	17,5	19,2	17,2	11,3	3,5	-4,7	-11,1	3,1

Подробные сведения по инженерно-метеорологическим параметрам района застройки представлены в техническом отчёте тома 8000.253.037.ИИ.0002.02/1732-1-ИГМИ.

5.3 Геологическое строение района

Согласно схеме инженерно-геологического районирования, район работ относится к Прибельской холмисто-увалистой равнине.

Абсолютные отметки высот колеблются от 89.06 до 114.19 м в Балтийской системе высот.

Рельеф на участке работ преимущественно равнинный с углом наклона поверхности до 2 градусов, вблизи р. Бирь угол наклона достигает 10-12 градусов. В геологическом строении участка работ, до изученной глубины 20,0 м, по данным бурения принимают участие современные пролювиально-делювиальные отложения (pdQIV), средне-верхнечетвертичные аллювиально-делювиальные отложения (adQII-III)..

Описываемые отложения в пределах участка работ развиты повсеместно.

5.4 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунтов в основании линейного сооружения

Сводный инженерно-геологический разрез участка застройки на основании проведенных лабораторных работ при выполнении комплекса инженерных изысканий.

Почвенно-растительный слой (pdQIV) мощность слоя изменяется от 0,3 до 0,5 м. В отдельный ИГЭ не выделяется, т.к. в виде основания сооружений не используется, при строительстве подлежит рекультивации

– ИГЭ-1 - классифицируются как как суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный среднепучинистый, слабоводопроницаемый.

Слой представлен суглинком тугопластичным, коричневого цвета, с содержанием органических веществ и тонкими прослоями песка пылеватого мощностью 1-3 см.

Вскрыт по всей трассе проектируемого газопровода.

Мощность слоя изменяется от 0,3 до 8,0 м. Вскрыт на всем участке проектирования на глубине от 0,3-5,0 м до 0,8-10,0 м. Абсолютные отметки изменяются от 88,82 до 109,07 мБС (кровля), подошва слоя от 87,12 – 107,67 мБС. Залегание горизонтальное.

По характеру пространственной изменчивости физико-механические свойства грунта не изменяются.

По данным испытаний грунтов методом статического зондирования:

- 1) модуль деформации $E = 11,0$ МПа;
- 2) угол внутреннего трения в природном состоянии $\varphi_n = 19,0^\circ$;
- 3) удельное сцепление в природном состоянии $C_n = 17,0$ кПа;
- 4) влажность природная $W=0,278$ д. ед.;
- 5) плотность природного грунта $\rho=1,87$ г/см³;
- 6) коэффициент пористости $e=0,864$ д. ед.;
- 7) расчётное сопротивление $R_o= 195$ кПа.

Залегание всех грунтов горизонтальное.

Просадочными и набухающими свойствами грунты данных элементов не обладают.

ИГЭ-2 - классифицируются как суглинок тяжелый пылеватый мягкопластичный, сильнопучинистый, слабоводопроницаемый.

Слой представлен суглинком коричневого, серо-коричневого цвета мягкопластичной консистенции, с включением органических веществ до 5%, прослоями песка пылеватого мощностью до 5 см, с глубины 5,0 м - включения дресвы и щебня до 8%.

Вскрыт на всем участке проектирования на глубине от 0,4-4,0 м до 2,0-9,2 м. Абсолютные отметки изменяются от 88,10 до 99,32 мБС (кровля), подошва слоя от 82,72 – 97,12 мБС.

По характеру пространственной изменчивости физико-механические свойства грунта не изменяются.

По данным испытаний грунтов методом статического зондирования:

- 1) модуль деформации $E = 7,0$ МПа;
- 2) угол внутреннего трения в природном состоянии $\varphi_n = 15,0^\circ$;
- 3) удельное сцепление в природном состоянии $C_n = 15,0$ кПа;
- 4) влажность природная $W=0,308$ д. ед.;
- 5) плотность природного грунта $\rho=1,88$ г/см³;
- 6) коэффициент пористости $e=0,895$ д. ед.;
- 7) расчётное сопротивление $R_o= 164$ кПа.

ИГЭ-3 - классифицируются как суглинок тяжелый пылеватый полутвердый, слабопучинистый, непросадочный, водопроницаемый.

Слой представлен суглинком коричневого цвета, полутвердой консистенции. Вскрыт по трассе проектируемого газопровода в верхней части разреза в конце проектируемой трассы газопровода.

Вскрыт на глубине от 0,4-4,6 м до 1,7- 6,0 м мощностью от 1,2 до 2,3 м. Абсолютные отметки изменяются от 91,42 до 111,27 мБС (кровля), подошва слоя от 90,22 – 109,07 мБС.

По характеру пространственной изменчивости физико-механические свойства грунта не изменяются.

По данным испытаний грунтов методом статического зондирования:

- 1) модуль деформации $E = 19,0$ МПа;
- 2) угол внутреннего трения в природном состоянии $\varphi_n = 23,0^\circ$;
- 3) удельное сцепление в природном состоянии $C_n = 28,0$ кПа;
- 4) влажность природная $W=0,230$ д. ед.;
- 5) плотность природного грунта $\rho=1,96$ г/см³;
- 6) коэффициент пористости $e=0,713$ д. ед.;
- 7) расчётное сопротивление $R_o= 247$ кПа.

ИГЭ-4 - классифицируются как суглинок песчанистый твердый, непросадочный, слабоводопроницаемый.

Слой представлен суглинком буро-коричневого цвета, твердой, с включением дресвы до 7-8% до глубины 12,0 м.

Вскрыт на участке проектирования через р. Бирь на глубине от 8,0-9,2 м до 20,0 м, мощность изменяется от 10,8 до 12,0 м. Абсолютные отметки изменяются от 82,72 до 84,10 мБС (кровля), подошва слоя от 71,92 – 72,10 мБС.

По характеру пространственной изменчивости физико-механические свойства грунта не изменяются.

По данным испытаний грунтов методом статического зондирования:

- 1) модуль деформации $E = 24,0$ МПа;
- 2) угол внутреннего трения в природном состоянии $\varphi_n = 20,0^\circ$;
- 3) удельное сцепление в природном состоянии $C_n = 66,0$ кПа;
- 4) влажность природная $W=0,208$ д. ед.;
- 5) плотность природного грунта $\rho=1,98$ г/см³;
- 6) коэффициент пористости $e=0,666$ д. ед.;
- 7) расчётное сопротивление $R_0= 267$ кПа.

Коррозионная агрессивность грунтов к углеродистой стали по результатам лабораторных исследований, согласно ГОСТ 9.602-2016 ИГЭ-1, ИГЭ-2 и ИГЭ-4 относится к средней, ИГЭ-3 - высокой.

Участок застройки находится вне зоны влияния блуждающих токов.

Нормативная глубина промерзания согласно СП 22.13330.2016 для суглинков и глины - 159 см.

Группа грунтов по трудности разработки одноковшовым экскаватором принята в соответствии с ГЭСН-81-02-01-2020 и представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Группы грунтов по трудности разработки

№ ИГЭ	Описание ИГЭ	ГЭСН 81-02-01-2020	
		Трудность разработки № п/п Приложение 1.1	Категория грунтов по трудности разработки
слой	Почвенно-растительный	9а	1
1	Суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный	35б	1
2	Суглинок тяжелый пылеватый мягкопластичный	35а	1
3	Суглинок тяжелый пылеватый полутвердый	35в	2
4	Суглинок песчанистый твердый	35в	2

Коэффициент фильтрации грунтов, слагающих инженерно-геологический разрез (степень водопроницаемости в соответствии с ГОСТ 25100-2020) составляют:

- для ИГЭ 1 - суглинок тяжелый пылеватый, тугопластичный – 0,004-0,025 м/сут (слабоводопроницаемый);

- для ИГЭ 2 – суглинок тяжелый пылеватый, мягкопластичный – 0,002-0,023 м/сут (слабоводопроницаемый);
- для ИГЭ 3- суглинок тяжелый пылеватый, полутвердый – 0,002-0,003 м/сут (водонепроницаемые);
- для ИГЭ 4 – суглинок тяжелый песчанистый, твердый – 0,003-0,018 м/сут (слабоводопроницаемый).

Специфические грунты на исследуемом участке не выявлены.

Подробные сведения по инженерно-геологическим параметрам района застройки представлены в техническом отчете тома 8000.253. 037.П.0002.02/1732-1-ИГИ.

5.5 Гидрогеологические условия

Речная сеть исследуемого района принадлежит бассейну Каспийского моря, крупнейшей водной артерией региона является р. Кама.

В геоморфологическом отношении участок изысканий приурочен изысканий расположен в правобережной и в левобережной части р. Бирь (пересекает данный водоток) – правого притока р. Белая. Река Бирь является изученной, в настоящее время на реке действует пост в с. Малосухоязово.

По характеру водного режима реки исследуемой территории относятся к типу рек с четко выраженным весенним половодьем, устойчивой летней меженью с эпизодическими паводками и устойчивой зимней меженью. Около 70 % годового стока проходит весной в период снеготаяния, летне-осенний сток составляет 22%, зимний - 8% от годового.

Проектируемая трасса пересекает реки Бирь и Чебушлинка (2 раза).

Участки проектируемых сооружений находятся за границами зон затопления, водоохранных зон, прибрежных защитных полос и за границами русловых переформирований.

Коэффициент фильтрации грунтов, слагающих инженерно-геологический разрез (степень водопроницаемости в соответствии с ГОСТ 25100-2020) составляют:

- для ИГЭ 1 - суглинок тяжелый пылеватый, тугопластичный – 0,004-0,025 м/сут (слабоводопроницаемый);
- для ИГЭ 2 – суглинок тяжелый пылеватый, мягкопластичный – 0,002-0,023 м/сут (слабоводопроницаемый);
- для ИГЭ 3- суглинок тяжелый пылеватый, полутвердый – 0,002-0,003 м/сут (водонепроницаемые);
- для ИГЭ 4 – суглинок тяжелый песчанистый, твердый – 0,003-0,018 м/сут (слабоводопроницаемый).

Подземные воды по химическому составу гидрокарбонатно-сульфатные, кальциево-магниевого, с общей минерализацией 0,6 – 0,8 г/л.

Грунты ИГЭ-1, ИГЭ-2, ИГЭ-3, ИГЭ-4 неагрессивны по содержанию сульфатов по отношению к бетону марок по водонепроницаемости W4 – W20 и хлоридов на стальную арматуру железобетонных конструкций для бетонов марок по водонепроницаемости W4-более W10.

Подземные воды вскрыты на глубине от 1,50 м до 3,0 м от поверхности земли, что соответствует абсолютным отметкам 88,12-98,82 м, появившийся уровень соответствует установившемуся.

Просадочными и набухающими свойствами грунты ИГЭ-1, ИГЭ-2, ИГЭ-3, ИГЭ-4, не обладают.

5.6 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта

Согласно СП 115.13330.2016 территория застройки по категории опасности природных процессов оценивается:

- по процессу землетрясения – умеренно опасная,
- по процессу морозного пучения – умеренно опасная,
- по процессу подтопления – умеренно опасная,
- по процессу карстоопасности – умеренно опасная.

Опасные природные процессы и явления, такие как землетрясения, сели, оползни, лавины, ураганы, смерчи и иные подобные процессы и явления, оказывающие негативные или разрушительные воздействия на линейный объект отсутствуют.

Территория застройки по сейсмическому районированию относится к пятибалльной шкале (сейсмически неопасный район) и не представляет опасности для линейного сооружения.

К неблагоприятным физико-геологическим процессам и явлениям на территории застройки можно отнести процессы сезонного промерзания и оттаивания грунтов и подтопления.

Интенсивность промерзания и оттаивания грунтов определяется величиной и продолжительностью отрицательных температур воздуха, литологией грунтов и их влажностью.

По степени морозной пучинистости грунты суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ-1) и суглинок тяжелый пылеватый мягкопластичный (ИГЭ-2) относятся к среднепучинистым и к сильнопучинистым грунтам соответственно. Остальные грунты ИГЭ-1 и ИГЭ-4 негативное влияние на проектируемый линейный объект не оказывают.

В качестве профилактических мер для исключения негативного воздействия таких процессов как возможное подтопление (в паводковые периоды) и морозное пучение (при

замачивании траншей), способных отрицательно повлиять на эксплуатацию проектируемого сооружения при строительстве предусматривается:

- организация поверхностного стока от строительных площадок, с целью недопущения обводнения и заболачивания территорий, замачивания траншей;
- производство земляных работ в сухое время года (разработка траншей в период отсутствия осадков);
- ограничение выработки земляных масс, в период выпадения атмосферных осадков из расчёта сменной (не более одной смены) укладки и засыпки трубопровода;
- увеличенная глубина прокладки газопровода за глубину промерзания.

Снижение воздействия таких неблагоприятных гидрометеорологических факторов, как туманы, грозы, метели, град, высокие значения температур и скоростей ветра предусмотрено за счёт рационального чередования периода работы и отдыха.

6 Классификация и категория линейного объекта

Согласно СП 62.13330.2011* проектируемый газопровод по рабочему давлению транспортируемого газа ($P_{\text{раб}} \leq 1,2$ МПа) относится к газопроводу высокого давления первой категории (газопровод Г4 по ГОСТ 21.609-2014).

Согласно техническому регламенту о безопасности сетей газораспределения и газопотребления проектируемый газопровод как объект технического регулирования идентифицируется в качестве сети газораспределения.

Согласно Федеральному закону о промышленной безопасности опасных производственных объектов от 07.03.2017 г. № 116-ФЗ, проектируемая сеть газораспределения относится к опасным производственным объектам III класса опасности (для опасных производственных объектов, предназначенных для транспортировки природного газа под давлением свыше 0,005 МПа до 1,2 МПа включительно).

Уровень ответственности: II (нормальный) в соответствии с Федеральным законом от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ.

7 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Сведения об объёме потребления газа приняты согласно:

- Генеральной схеме газоснабжения и газификации Республики Башкортостан (корректировка), разработанная АО «Газпром промгаз» в 2018 г.;
- уточнённых данных по перечню и объёмам газопотребления по существующим и перспективным потребителям в населённых пунктах Бирского района полученные и согласованные администрацией района письмом от 25.06.2021 г. № 3777;
- теплотехнических расчётов, выполненных ООО «Газпром проектирование» в 2022 г.

Пропускная способность газопровода высокого давления 1 категории рассчитана исходя из установленного максимального расхода газа с учётом перспективного развития газораспределительной сети в объёме 332,43 м³/ч.

Диаметр газопровода, определённый гидравлическим расчётом согласно требованиям СП 42-101-2003, исходя из расчётной пропускной способности, принят по Генеральной схеме газоснабжения и газификации Республики Башкортостан.

Транспортируемая среда - одорированный природный газ по ГОСТ 5542-2014.

8 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта, обеспечивающие безопасность линейного сооружения

8.1 Общие критерии выбора параметров и показателей качества МТР

Выбор технических показателей оборудования и МТР обеспечивающих высокую конструктивную надёжность, эксплуатационную безопасность и приемлемый уровень промышленных рисков, предусматривается в строгом соответствии с требованиями:

- нормативно-правовых актов органов исполнительной власти РФ в области промышленной безопасности сетей газораспределения и газопотребления;

- требований действующих нормативно-технических документов, включённых в доказательную базу Технического регламента о безопасности зданий и сооружений.

Общие критерии выбора параметров и показателей качества оборудования:

- всё предусматриваемое к применению оборудование сертифицировано на соответствие требованиям действующего законодательства в области технического регулирования, в том числе в системе добровольной сертификации «ГАЗСЕРТ» и «ИНТЕРГАЗСЕРТ»;

- всё оборудование изготовлено в соответствии с требованиями государственных стандартов, технических норм и регламентов таможенного союза и отвечает требованиям действующего Российского законодательства в области промышленной, пожарной и экологической безопасности;

- принятые технические характеристики оборудования соответствуют рабочим технологическим параметрам транспортировки газа и природно-климатическим, геологическим и гидрогеологическим условиям района застройки;

- для реализации, принятой в Обществе единой политики в сфере импортозамещения установлен приоритет выбора оборудования, произведённого на территории РФ;

- все предполагаемое к применению оборудование для настоящего времени соответствуют современному техническому уровню и обеспечивают высокую экологическую и промышленную безопасность объекта;

- выбор принятого в проекте оборудования согласован с заказчиком.

Согласно требованиям Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления выбор всех МТР осуществлён с учётом заданных заданием на проектирование параметров газоснабжения, гидрогеологических данных, природных условий и техногенных воздействий.

8.2 Пункт газорегуляторный

Выбор типа и характеристик оборудования произведён в соответствии с ГОСТ 34011-2016, СП 42-101-2003, СП 62.13330.2011*, СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-8-1-2019 и ТУ на подключение газопровода к сети газораспределения № 14-22-8816 от 28.03.2022г. выданных ПАО «Газпром газораспределение Уфа».

Выбор оборудования произведён по согласованным с ЭО решениям.

Проектом предусмотрено применение сертифицированного в установленном порядке ГРПШ-РДК-ЭКФО-50Н-1/1-4-399-ОГ-Т-У по ТУ 4859-022-12213528-05 производства ООО ПКФ "Экс-Форма" г. Саратов полностью заводского исполнения, с основной и резервной линией редуцирования обеспечивающего оптимальную схему газоснабжения потребителей д. Малосухоязово в объёме 332,43 м³/ч.

ГРПШ принят с газовым обогревом со счётчиком на обогрев Гранд SPI-4 с комплектом сбросных и продувочных свечей с креплением.

Технические характеристики ГРПШ приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Технические характеристики ГРПШ

Параметр	Показатель
Регулируемая среда	Природный газ по ГОСТ 5542-2014
Диапазон температур, °С: - рабочей среды: - окружающего воздуха:	от «минус 10» до «+25» от «минус 47,1» до «+37,9»
Регуляторы давления газа: (основная и резервная линии редуцирования)	РДК-ЭКФО-50/20Н13
Давление газа на входе max, МПа	1,2
Давление газа на выходе: max, кПа	3,0
Максимальная пропускная способность РДК при P _{вх.max} 1,193 МПа, м ³ /ч: 100 % 80 %	568 454
Коэффициент пропускной способности Kv	4
Давление срабатывания ПСК-25, кПа	1,15 P _{ввых}
Класс герметичности запорного органа ПЗК по ГОСТ 9544-2015	A
Климат. исполнение по ГОСТ 15150-69	У1
Сейсмоустойчивость, баллов включительно	9
Способ обслуживания	двустороннее
Обогрев	газовый
Срок службы ГРПШ не менее, лет	50

Поставка на объект ГРПШ предусматривается по опросному листу, согласованному и утверждённому в установленном порядке с заказчиком.

Технологическая обвязка ГРПШ принята с основной и резервной линиями редуцирования.

Система обогрева отсеков блок-контейнера ГРПШ - газовая от АОГВ.

Обслуживание блок-контейнера - двухстороннее.

Система АСУ ТП ГРПШ принята на базе взрывозащищённого модульного комплекса «Молния-100», обеспечивающим контроль технологических параметров и передачу данных при помощи GSM-модема в режиме передачи данных по каналам беспроводной связи в ДП на пульт управления системами телеметрии филиала ПАО «Газпром газораспределение Уфа» в г. Бирск.

Комплектация ГРПШ средствами КИП и АСУ ТП предусматривается заводом изготовителем по требованиям опросного листа согласованного с профильной службой ГРО.

Контролируемые параметры АСУ ТП ГРПШ:

- измерение давления газа на входе в ГРПШ;
- измерение давления газа на выходе из ГРПШ;
- измерение температуры газа на входе в ГРПШ;
- контроль состояние предохранительно-запорных клапанов (открыт/закрыт);
- состояние дверей ГРПШ (открыта/закрыта);
- охранная сигнализация;
- состояние автономного источника электроснабжения (аккумуляторной батареи);
- учёт объёма газа на собственные нужды (отопление).

Все элементы ГРПШ, включая блок-контейнер, защищены от атмосферной коррозии.

Технологическое оборудование ГРПШ рассчитано на пропуск расчётного расхода газа с коэффициентом запаса $k=1,2$ и обеспечивает выполнение требования раздела 5 СП 42-101-2003.

Уровень шума, создаваемый линиями редуцирования, соответствует ГОСТ 34011-2016.

Заводская, принципиальная газовая схема ГРПШ представлена в приложении Б.

8.3 Соединение изолирующее

В соответствие с требованиями СП 42-102-204 обвязываемый входной патрубок ГРПШ отделён от участка стального трубопровода подключения электроизолирующим соединением производства ЗАО «Трубопроводные системы и технологии» по ТУ 3647-024-93719333-2016 для надземной установки ЭИС-57 PN 1,6 МПа со следующими характеристиками:

- тип присоединения к трубопроводу - под приварку;
- сопротивление изолятора - более 5 МОм при напряжении 1 кВ;
- климатическое исполнение – У1 по ГОСТ 15150-69;
- установочное положение - любое;
- наружное антикоррозионное покрытие - ПАП-М 105;
- срок службы - не менее 35 лет.

8.4 Запорная арматура

Выбор параметров арматуры выполнен согласно требованиями СП 42-101-2003, ТУ № 14-21-24109 от 03.09.2021, СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-1.1-1-2019.

В качестве отключающего устройства предусмотрено применение сертифицированной в установленном порядке продукции производства ООО «БРОЕН» г. Коломна по ТУ 3742-001-59349790-2010 включённой в «Реестр запорно-регулирующей арматуры промышленного назначения (PN 1,6 МПа) для природного газа» разрешённой к применению на объектах ООО «Газпром межрегионгаз». Продукция ООО «БРОЕН» соответствует требованиям ГОСТ Р 56001-2014.

Для защиты от атмосферной коррозии надземную арматуру покрывают двумя слоями краски ПФ-115 по ГОСТ 6465-76 по двум слоям грунтовки ГФ-021 по ГОСТ 25129-2020 общей толщиной покрытия не менее 80 мкм.

На сварных швах предусмотрено увеличение толщины покрытия на 30 мкм.

Проектом предусмотрен монтаж КШГ 70.102.050.А.16 на входе в ГРПШ д. Малосухоязово.

Технические параметры кранов представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 - Основные технические характеристики отключающих устройств

Параметры арматуры	Показатель
Рабочая среда	Природный газ по ГОСТ 5542-2014
Соответствие НТД	ГОСТ Р 56001-2014
Тип запорной арматуры	кран шаровой стальной полнопроходной надземной установки
Марка арматуры	КШГ
DN по ГОСТ 28338-89, DN	50
PN по ГОСТ 356-80 PN, МПа	1,6
Материал уплотнения в затворе	полиуретан
Тип присоединения	под приварку
Управление	ручное - рукоятка
Установочное положение	вертикально штоком вверх
Класс герметичности кранов	«А» по ГОСТ 9544-2015
Климатическое исполнение	ХЛ по ГОСТ 15150-69
Сейсмическое исполнение	по ГОСТ 30546.1-98 до 6 баллов по MSK-64
Наружное заводское АКП	ПАП-М 105
Срок службы, не менее лет	40

8.5 Основные критерии выбора трубной продукции для линейной части

Выбор параметров труб предусмотрен на основании характеристик климатических условий района застройки, требований норм проектирования, гидравлического расчёта.

Расчетные внутренние диаметры газопроводов определены исходя из условия обеспечения бесперебойного газоснабжения всех перспективных потребителей в часы максимального газопотребления.

Проектом предусматривается применение сертифицированной продукции, в том числе:

— длинномерных труб ПЭ 100 ГАЗ SDR9 типоразмером 110x12,3 мм с коэффициентом запаса прочности не менее 2,0 вне населённого пункта по ГОСТ Р 58121.1-2018 / ГОСТ Р 58121.2-2018;

– на участках закрытой прокладки методом ННБ предусмотрены трубы группы «Полипластик» ПРОТЕКТ ГазДетект ПЭ 100 ГАЗ SDR9 типоразмером 110x12,3x0.9 мм по Тип 1 ТУ 22.21.21-059-73011750-2018 с интегрированной токопроводящей лентой для позиционирования газопровода с поверхности без вскрытия (с учётом рекомендаций ГОСТ Р 55473-2019 п.4.8.2);

– стальных электросварных труб 108x4,0 мм по ГОСТ 10704-91 из стали 10 группы «В» по ГОСТ 10705-80 с заводским АКП усиленного типа по ГОСТ 9.602-2016 для газопровода Г4;

– для технологической обвязки патрубков ГРПШ и подключения к существующей запорной арматуры из стальных электросварных труб 57x4,0, 89x3,5 и 108x4,0 мм по ГОСТ 10704-91 из стали 10 группы «В» по ГОСТ 10705-80;

При поступлении партии труб на строительную площадку произвести входной контроль их качества путём внешнего осмотра и измерения основных геометрических параметров изделий на соответствие нормативной документации.

Внешний осмотр и определение размеров труб производят по методикам, указанным в документации завода-изготовителя с учётом требований СП 42-103-2003, СП 42-102-2004.

Продольное заводское сварное соединение стальных труб должно быть равнопрочно основному металлу труб, или иметь гарантированный заводом-изготовителем коэффициент прочности сварного соединения согласно стандарту на трубы.

Трубы, применяемые при строительстве, должны быть испытаны гидравлическим давлением на заводе-изготовителе или иметь запись в сертификате подтверждающую соответствие результатов испытаний требованиям стандарта на изделие.

Толщина стенки стальных труб для газопровода обвязки ГРПШ определены расчётом согласно методике изложенной в СП 42-102-2004 и представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - Результаты расчёта толщины стенки стальных труб для газопроводов

Исходные данные для расчёта подземного газопровода	Показатель		
	Наружный диаметр трубопровода d_e , м	0,057	0,108
Рабочее давление $P_{раб}$, МПа	1,2	1,2	1,2
Радиус упругого изгиба газопровода ρ , м	60	110	100
Марка стали по ГОСТ 10705-80	10	10	10
Срок службы газопровода, лет	40	40	40
Коэффициент заземления газопровода в грунте (для супесей и суглинков по таблице 11 СП 42-102-2004) m_0	0,6	0,6	0,6
Коэффициент несущей способности (п.5.87 СП 42-102-2004) η	1	1	1
Модуль упругости материала труб E , МПа	206000	206000	206000
Коэффициент линейного теплового расширения α , $^{\circ}\text{C}^{-1}$	0,000012	0,000012	0,000012
Коэффициент Пуассона материала труб μ	0,3	0,3	0,3
Временное сопротивление разрыву $R_{тн}$, МПа	333	333	333
Предел текучести $R_{тл}$, МПа	206	206	206
РАСЧЁТ			

Расчётное сопротивление R , МПа	128,0769	128,08	128,0769
Расчётная толщина стенки t , мм	0,266	0,5031	0,4146
Номинальная толщина стенки в соответствии с п.5.86 СП 42-102-2004, не менее	2,0	3,0	3,0
Минимальная толщина стенки с учётом коррозии 0,01 мм/год (для неагрессивных сред) и срока эксплуатации 40 лет t_{\min} , мм	2,4	3,4	3,4
Принимаемая толщина по проекту $t_{\text{проект}}$, мм	4,0	4,0	3,5
ПРОВЕРКА ПРОЧНОСТИ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ			
Продольные фибровые напряжения $\sigma_{\text{прNS}}$, МПа	96,53	94,24	94,52
Продольные осевые напряжения $\sigma_{\text{прS}}$, МПа	194,38	195,36	196,37
Условия прочности: $\sigma_{\text{прNS}} < 1,3 R$; $\sigma_{\text{прS}} < 1,6 R$;	Условия выполняются		

Технические характеристики трубной стали представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 - Технические характеристики трубной стали

Технические характеристики металла труб для газопроводов высокого давления							
Трубы стальные электросварные прямошовные по ГОСТ 10704-91 гр. «В» по ГОСТ 10705-80, из спокойной стали марки Ст.10 по ГОСТ 1050-2013 со 100 % контролем продольных сварных стыков неразрушающими методами и проведением заводского гидравлического испытания по ГОСТ 3845-75	Механические свойства проката по ГОСТ 1050-2013						
	σ_b Н/мм ²	σ_t Н/мм ²	Относит. удлин. δ_5 %	Относит. сужение, ψ %	Твердость по Бринеллю, НВ, не более		
	330	205	31	55	143		
	Хим. состав % (Массовая доля элементов) по ГОСТ 1050-2013						
	C	Si	Mn	Cr	Ni	S	P
0,07-0,14	0,7-0,37	0,5-0,65	≤0,15	≤0,30	≤0,035	≤0,030	≤0,3

Толщина стенки полиэтиленовых труб принята со стандартным размерным отношением номинального наружного диаметра к номинальной толщине стенки (SDR) исходя из условия прочности ПЭ труб согласно СП 42-103-2003.

Результаты проверочных расчётов принятых ПЭ труб представлены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 - Результаты проверки прочности стенки полиэтиленовых труб

Исходные данные	Условное обозначение	Ед. изм.	Показатель
Наружный диаметр газопровода	d	м	0,11
Марка полиэтилена (ПЭ 80 или ПЭ 100)			ПЭ 100
Рабочее давление	P	МПа	1,2
Рабочее давление газа, соответствующее максимальному значению давления для данной категории газопровода	MOP	МПа	1,25
Показатель минимальной длительной прочности ПЭ	MRS	МПа	10
Коэффициент запаса прочности C			2
Расчётное значение не более (по п.4.2 СП 42-103-2003)	SDR _{расчёт}		9
Принятое SDR по номенклатуре выпускаемой продукции	SDR _{стандарт}		9
Принятая толщина стенки			12,3
Тип грунта в основании линейного сооружения (по ИГИ)			Суглинки
Коэффициент защемления газопровода в грунте (по табл.4 СП 42-103-2003)	m_0		0,6
Значения дополнительных напряжений, МПа, при чрезмерной пучинистости грунта и глубины промерзания до 2,0 м (по табл.3 СП 42-103-2003)	σ_c	МПа	0,7
Коэффициент линейного теплового расширения	α	°C ⁻¹	0,00022

Коэффициент Пуассона	μ		0,43
Радиус упругого изгиба (25d)	ρ	м	2,75
Напряжения в стенке трубы, σ	σ	МПа	4,80
Значение модуля ползучести $E(t_c)$	$E(t_c)$	МПа	270
Нагрузка от силового и деформационного нагружения	σ_{npNS}	МПа	2,77
Нагрузка от сейсмических воздействий	σ_{ppS}	МПа	5,72
Условие прочности при воздействии всех нагрузок силового и деформационного нагружения:	$\sigma_{npNS} \leq 0,5 MRS$ $\sigma_{ppS} \leq 0,9 MRS$	МПа	Выполняется Выполняется
Принятый срок службы ПЭ труб		лет	50

8.6 Выбор соединительных деталей

Выбор СДТ произведён согласно требованиям ГОСТ Р 58121.3-2018, СП 42-102-2004, СП 42-103-2003, СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-7.2-2-2019.

Все СДТ для полиэтиленовых газопроводов приняты соответственно типу труб по показателю SDR с закладными нагревателями по ТУ 22.21.29-048-73011750-2018.

Соединительные детали для участков стальных газопроводов приняты заводского изготовления с общими техническими требованиями регламентированными ГОСТ 17380-2001.

Соединение стальных участков газопровода с полиэтиленовыми предусмотрено неразъемными соединениями «полиэтилен-сталь» по ТУ 22.21.29-062-73011750-2018.

Электроизолирующее соединение стального участка газопровода с ГРПШ предусмотрено по ТУ 3647-024-93719333-2016.

На все фасонные изделия должны быть оформлены паспорта качества (сертификаты) на соответствие требованиям технических условий.

До монтажа изделия в нитку газопровода все соединительные детали должны пройти входной контроль их качества путём внешнего осмотра и измерения основных геометрических параметров изделий на соответствие нормативной документации.

8.7 Критерии качества при выборе антикоррозионных покрытий

АКП кранов надземной установки - заводское трёхуровневого нанесения методом распыления материалами согласно конструкторской документации завода-изготовителя.

Для защиты от атмосферной коррозии надземные участки стального газопровода и надземная арматура покрываются двумя слоями краски ПФ-115 по ГОСТ 6465-76 по двум слоям грунтовки ГФ-021 по ГОСТ 25129-2020 общей толщиной покрытия не менее 80 мкм.

На сварных швах предусмотрено увеличение толщины покрытия на 30 мкм.

Для подземных участков стальных трубопроводов и СДТ предусматривается защитное покрытие на основе полимерных лент усиленного типа конструкции № 5 толщиной АКП не менее 4,0 мм по ГОСТ 9.602-2016 в составе :

- праймер битумный ПЛ-М по ТУ 5775-001-01297858-01;
- лента полимерно-битумная ПИРМА-1-Л по ТУ 2245-003-48312016-03 в два слоя;

– обёртка ПОЛИЛЕН ОБ по ТУ2245-004-01297859-99 в один слой.

Данная конструкция АКП так же предусмотрена:

– на выходах газопровода из земли к существующей запорной арматуры и ГРПШ на высоте не менее 200 мм;

– на защитных гильзах при выходе газопровода из земли;

Цветовая окраска надземных элементов Г4 должна соответствовать Типовой Книге фирменного стиля ПАО «Газпром».

Подготовку металлических поверхностей принять в соответствии с ГОСТ 9.402-2004 и ТУ заводов-производителей со степенью очистки не ниже 2 (Sa2 1/2 или Sa2 по ISO 8501-1).

На участках сопряжения провода-спутника с трубами с интегрированной токопроводящей лентой предусмотрено механическое соединение медных проводов с помощью соединительной гильзы с последующим её закреплением к ПЭ трубе и изоляцией самовулканизирующей лентой из монтажного набора.

На участках закрытой прокладки труб группы «Полипластик» поверх самовулканизирующей ленты монтажный стык дополнительно защищается термоусаживающей манжетой согласно руководству по монтажу труб «ПРОТЕКТ ГазДетект».

Показатели качества покрытия и технология контроля должны соответствовать требованиям ГОСТ 9.402-2004, ГОСТ 9.602-2016, СП 42-101-2003 и нормам, приведённым в технической документации на используемые материалы.

Мероприятия по защите полиэтиленового газопровода проектом не предусматриваются в связи с отсутствием такой необходимости вследствие физических характеристик полиэтилена.

9 Технологические и конструктивные решения

Объектом проектирования является межпоселковый распределительный газопровод высокого давления 1-ой категории для перспективного газоснабжения потребителей населённых пунктов д. Малосухоязово Бирского района Республики Башкортостан.

Проектирование системы газоснабжения принято по тупиковой схеме.

Рабочая среда - одорированный природный газ по ГОСТ 5542-2014.

В данном разделе проектной документации предусматривается:

- монтаж ГРПШ в границах н.п. Малосухоязово заводского изготовления $Q_{\text{расч. max}} = 332,43 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- комплекс работ по прокладке распределительного газопровода высокого давления первой категории $P_{\text{раб}} \leq 1,2 \text{ МПа}$ (Г4 по ГОСТ 21.609-2014) из ПЭ труб ПЭ100 SDR9 110x12,3 мм по ГОСТ Р 58121.2-2018 общей протяженностью в плане 3,529 км, в том числе на переходах через естественные и искусственные препятствия, а также на пересечениях с коммуникациями;
- комплекс работ по прокладке распределительного газопровода высокого давления первой категории $P_{\text{раб}} \leq 1,2 \text{ МПа}$ (Г4 по ГОСТ 21.609-2014) из стальных труб 108x4 мм по ГОСТ 10704-91 из стали 10 группы «В» по ГОСТ 10705-80 протяженностью в плане 0,597 км;
- комплекс работ по прокладке распределительного газопровода высокого давления первой категории $P_{\text{раб}} \leq 1,2 \text{ МПа}$ (Г4 по ГОСТ 21.609-2014) группы «Полипластик» ПРОТЕКТ ГазДетект ПЭ 100 ГАЗ SDR9 типоразмером 110x12,3x0.9 мм по Тип 1 ТУ 22.21.21-059-73011750-2018 протяженностью в плане 0,095 км;
- монтаж отключающих устройств на линейной части;
- укладка сигнальной ленты и провода-спутника вдоль трассы подземного газопровода, (за исключением участков, проложенных закрытым способом);
- технические решения по закреплению трассы газопроводов на местности.

9.1 Выбор трассы газопровода

Выбор трассы газопровода произведён из условия обеспечения надёжности и безопасности эксплуатации газопровода по тупиковой схеме газоснабжения.

Выбор маршрута прохождения газопровода произведён с учётом:

- существующих и прогнозируемых геологических и гидрогеологических условий территории застройки;
- обеспечения надёжности и безопасности эксплуатации газопровода за счёт размещения линейного объекта на нормативном расстоянии до нормируемых объектов;
- оптимизации строительного производства из условий обеспечения экономичного строительства и расходования МТР;

- минимизации количества пересечений с сетями инженерных коммуникаций и участками частных домовладений;
- проекта планировки территории и проекта межевания территории;
- ТУ заинтересованных организаций.

9.2 Основные решения по прокладке и монтажу газопровода

Трасса распределительного газопровода протяжённостью 4221,3 м проходит в основном по землям, занятым луговой растительностью, а также по территориям локально занятым зарослями кустарников и по окраинам лесных угодий.

Общее направление трассы северо-западное.

Трасса имеет протяженность по плану 4221,3 м

За точку подключения принято существующее ответвление с отсекающей арматурой надземного исполнения (узла запорной арматуры) от действующего межпоселкового ПЭ газопровода высокого давления первой категории с.Осиновка-с.Лежебоково диаметром 108 мм (на высоте 1.2 м) согласно ТУ ПАО «Газпром газораспределение Уфа» на подключение от 28.03.2022 г. № 14-22-8816.

Точка подключения принята в 75,0 м юго-восточной опоры № б/н и в 65,5 м северо-восточной опоры № б/н ВЛ 10 кВ Ф-78.

За конечную точку трассы принято точка присоединения к технологическому патрубку ГРПШ д. Малосухоязыково на границе ограждения проектируемой площадки (ПК 42+21,3).

Минимальные расстояния от зданий, сооружений и инженерных коммуникаций приняты в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011, ПУЭ.

Трасса газопровода проходит по территории с луговой растительностью с ПК 0 по ПК 36+24 пересекает пересыхающую р.Чебушлинка на ПК 1+35,38 и на ПК 10+11,62, а также р.Бирь на участке ПК 34+24,47 - ПК34+46,20. Участок трассы с ПК 0 до ПК 33+90 и с ПК 34+85 до ПК 36+24 проложен из труб ПЭ 100 SDR9 110x12,3 мм, а участок укладываемый закрытым способом (методом ННБ) проложен из труб группы «Полипластик» ПРОТЕКТ ГазДетект ПЭ 100 ГАЗ SDR9 типоразмером 110x12,3x0.9.

Трасса газопровода проходит в границе населенного пункта Малосухоязово (ПК 36+24 – ПК 42+21,3) и проложена из стальных труб 108x4 мм по ГОСТ 10704-91 из стали 10 группы «В» по ГОСТ 10705-80.

На своём протяжении трасса пересекает кабели связи и ВЛ 10 кВ (см. разделы 10.1, 10.2).

В точке подключения (ПК0) к существующему ответвлению присоединение выполнено из стальной трубы 89x3,5 мм с присоединением через конический переход 108x4.0-89x3,5 к стальной трубе 108x4.0 мм с дальнейшим подключением к полиэтиленовой трубе 110x12,3

переходом "полиэтилен-сталь" СНЛ ПЭ 100 ГАЗ SDR9 110/ст 108 Б. На поворотах для обвязки приняты стальные бесшовные отводы П 90-108х4,0.

В конце трассы к ГРПШ подключение предусмотрено из стальной трубы 57х4,0 мм с установкой между трубами электроизолирующего соединения ЭИС-57-1,6 и шарового крана КШИ 70.102.050 с дальнейшим присоединением к стальной трубе 108х4.0 мм через конический переход 108х4.0-57х4,0. На поворотах для обвязки приняты стальные бесшовные отводы П 90-108х4,0.

Согласно СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-2018 проход стального газопровода через покрытие площадки запорной арматуры предусмотрен в металлической гильзе из трубы по ГОСТ 10704-91.

Гильзу вывести на высоту не менее 200 мм выше среднегодового, устойчивого снежного покрова (55 мм) над поверхностью площадки.

Согласно требованиям СП 42-101-2003 концы гильз уплотнить эластичным влагоустойчивым материалом (пенополиуретановой монтажной пеной, или др.).

Подключение проектируемого газопровода к технологическим патрубкам предусмотрено из стальной трубой по ГОСТ 10704-91.

Выполнение СМР предусматривается в соответствии с СП 42-101-2003, СП 42-103-2003, СП 62.13330.2011*, ГОСТ Р 55472-2019 силами специализированной монтажной организации.

Прокладка газопровода высокого давления предусматривается подземной на глубине не менее 0,8 м до верха трубы при прокладке в непучинистых и слабопучинистых грунтах.

Разработка траншей предусмотрена механизированным способом (одноковшовыми или роторными экскаваторами, в зависимости от механооснащённости подрядной организации) и вручную в зависимости от конкретных условий прокладки.

Земляные работы при строительстве выполнять в соответствии с СП 45.13330.2017.

Повороты полиэтиленового газопровода в вертикальной и горизонтальной плоскости выполняются с использованием литых отводов из полиэтилена заводского изготовления и за счёт естественного изгиба труб радиусом не менее 25 наружных диаметров трубы.

Работы по укладке ПЭ газопроводов согласно требованиям СП 42-103-2003 (раздел 6) производить свободным изгибом («змейкой») при температуре наружного воздуха не ниже минус 15 °С и не выше плюс 30 °С, с засыпкой - в наиболее холодное время суток.

При укладке газопроводов при более низкой температуре наружного воздуха необходимо организовать их подогрев до требуемой температуры путём пропуска подогретого воздуха до плюс 60 °С через подготовленный к укладке газопровод.

При температуре окружающего воздуха ниже плюс 10 °С возможна укладка газопровода прямолинейно, в том числе и в узкие траншеи, засыпку газопровода в этом случае предусмотреть в самое тёплое время суток.

Разматывание длинномерных труб из бухт производить только при температуре наружного воздуха не ниже плюс 5 °С со скоростью разматывания бухты - до 1,0 км/ч.

Допускается вести разматывание при более низких температурах при условии предварительного подогрева труб на катушке до температуры не менее плюс 5 °С.

При этом прерывать работу до полной укладки плети из бухты не рекомендуется.

Для устранения повышенной овальности труб и придания прямолинейной форм по всей длине использовать ручные или гидравлические выпрямители.

Сварку полиэтиленовых труб следует выполнять при помощи сварочного оборудования высокой степени автоматизации, аттестованного к применению в установленном порядке, соответствующего ГОСТ Р ИСО 12176-1-2021.

Соединение между собой (и с соединительными деталями) полиэтиленовых длинномерных труб поставляемых в бухтах выполнить при помощи муфт с закладными электронагревателями (ЗН) согласно ГОСТ Р 55276-2012.

Соединение стальных и полиэтиленовых труб между собой, в месте присоединения к полиэтиленовому участку газопровода перед подключением к узлу запорной арматуры (ПК 0), осуществляется неразъёмным соединением ПЭ100 газ SDR9 110/ст.108 Б в соответствии с ТУ 22.21.29-062-73011750-2018.

Укладка неразъёмного соединения предусмотрена на подготовленное основание из песка высотой 0,1 м, длиной по 1,0 м в каждую сторону, засыпка песком – не менее 0,2 м согласно требованиям раздела 5 СП 42-103-2003.

В качестве СДТ стальных газопроводов для обвязки приняты отводы бесшовные крутоизогнутые $R = 1,5 DN$ по ГОСТ 17375-2001 и переходы по ГОСТ 17378-2001.

Соединение металлических труб, и СДТ предусмотрено по аттестованной технологии ручной электродуговой сваркой электродами с основным видом покрытия типа Э42А по ГОСТ 9467-75.

Тип сварного соединения, конструктивные параметры, и форма сварных швов должны соответствовать требованиям ГОСТ 16037-80.

Подробные решения по организации и технологии строительного производства представлены в томе ПОС данной проектной документации.

10 Проектные решения по пересечению газопроводом естественных и искусственных преград

10.1 Пересечение и сближение газопровода с подземными коммуникациями

Ведомость пересечений трассы газопровода с подземными коммуникациями представлена в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Ведомость пересечения надземных коммуникаций

Пикетное значение пересечения	Наименование коммуникации	Владелец коммуникации	Глубина до верха коммуникации	Угол пересечения	Фактическое расстояние в свету между коммуникациями
ПК 7+20,62	кабель связи КСПП1х4х0.9	ПАО Башинформсвязь г. Бирск ул. Бурновская, 10 8(34784)-4-50-83	0,7	83°	0,67

На пересечении газопроводов с кабелями связи предусмотрена открытая прокладка на глубине не менее 0,5 м в свету согласно требованиям СП 62.13330.2011.

Трассу пересекаемого газопровода обозначить на местности предупредительными знаками с указанием границ охранной зоны.

Разработку и засыпку траншей в пределах охранных зон кабеля связи по 2,0 м с каждой стороны от пересечения выполнить вручную с уплотнением насыпного грунта при засыпке, без использования ударных инструментов.

Все работы в охранных зонах кабеля связи выполнять в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

10.2 Закрепление газопровода

При прокладке газопровода на обводнённых участках открытым способом, устойчивость трубопровода обеспечивается средствами балластировки.

В качестве пригрузов предусмотрены полимерконтейнеры текстильные бескаркасного типа модернизированные марки ПТБК-ГС-130 наполненные местным минеральным грунтом ИГЭ-3 из отвала по ТУ 4834-021-89632342-2013 изм.2.

Шаг балластировки определён расчётом и представлен в таблице 10.2

Таблица 10.2 - Расчёт шага установки балластирующих устройств типа ПТБК-ГС

Исходные данные:	Показатель	данные для расчёта:	Показатель
материал ПЭ	100	MRS, Мпа	10
наружный диаметр, мм	110	de, м	0,11
SDR	9	σ, Мпа	4,8
рабочее давление, Мпа	1,2	E(te), Мпа (п.5.49)	310
рабочая температура, С	0	температурный перепад, С	-10
масса 1 пм трубы, кг	3,82		
радиус упругого изгиба, D	60	г, м	6,6

Мах.уклон до рассматрив. точки, пм	-100	изгиб для выпуклой крив.	0,706
Мах.уклон после рассматрив. точки, пм	100	изгиб для вогнутой крив.	2,825
изменение уклона трассы газопровода	200	тип кривой -	вогнутая
		β , рад	2,94420
масса 1 пригруза, $m_{пр}$, кг	56,61	коэффициент Пуассона	0,43
плотность материала пригруза, ρ , кг/м ³	1870	линейное тепл. Расширен.	2,2E-04
коэффициент надёжности по материалу пригруза, γ	0,85	вес пригруза, $Q_{пр}$, Н	555,34
коэффициент устойчивого положения, g_a	1,05	вес т/п, q_q , Н/м	37,47
плотн. воды (с учётом солей), ρ_w , кг/м ³	1040	выталкив. сила, q_w , Н/м	96,91
		упругий отпор, $q_{изг}$, Н/м	2,83
Максимально допустимое расстояние между пригрузами $L_{пр}$, м по СП 42-103-2003) составляет			9,64

Участки балластировки газопровода Г4 представлены в таблице 10.7.

Таблица 10.7 - Участки установки балластирующих устройств типа ПТБК-ГС

ПК по трассе		Длина по трассе м	Количество утяжелителей (групп)	Шаг расстановки м	Диаметр трубы мм	Марка
ПК0+24,00	ПК33+92,76	3369,00	1249	2,7	110	ПТБК-ГС-130
ПК34+78,24	ПК35+22,00	44,11	17	2,7	110	ПТБК-ГС-130

10.3 Пересечение газопровода с надземными коммуникациями

Технические решения по пересечению и сближению с линиями ВЛ приняты в соответствии с требованиями ПУЭ.

На участках пересечений и сближений минимальное расстояние от подземной части (фундамента) опор ВЛ в плане до проектируемого газопровода составляет для ВЛ 10 кВ не менее 5,0 м согласно требованиям ПУЭ.

При параллельной прокладке газопровода с линией ВЛ, трубопровод проложен за пределами пятиметровых охранных зон линий ВЛ.

Производство работ в пределах охранных зон воздушных линий электропередачи производить только по наряду-допуску с письменного согласия организации, в ведении которых находятся сети.

Ведомость пересечений газопровода с ВЛ представлена в таблице 10.2.

Таблица 10.2 - Ведомость пересечения надземных коммуникаций

Пикетаж по трассе	Угол пересечения	Наименование, направление, напряжение	Владелец, ТУ	Число проводов	Расстояние от опор до оси МГ (по ходу увеличения пикетажа), м		Высота нижнего провода, м
					левая опора	правая опора	
0+63	84°	ВЛ 10 кВ Ф-78 ПС 110 кВ Осиновка	ПО ЦЭС «Башкирэнерго» Бирский РЭС	3 пр.	№ 1 38,92	№ 32 20,81	6,77
12+64,59	74°	ВЛ 10 кВ Ф-78 ПС 110 кВ Осиновка	г.Бирск, Бирский р-н,	3 пр.	№ 1 48,11	№ 2 10,62	6,72

Пикетаж по трассе	Угол пересечения	Наименование, направление, напряжение	Владелец, ТУ	Число проводов	Расстояние от опор до оси МГ (по ходу увеличения пикетажа), м		Высота нижнего провода, м
					левая опора	правая опора	
17+48,63	48°	ВЛ 10 кВ Ф-78 ПС 110 кВ Осиновка	ул. Бурновский тракт, 2 8(34784) 4-52-52	3 пр.	№ 2 25,91	№ 1 28,02	6,79

10.4 Пересечение газопровода с водными преградами

Прокладка газопровода через водную преграду р. Бирь принято закрытым способом - методом ГНБ.

Глубина прокладки на переходе газопровода принять не менее чем 2,0 м ниже прогнозируемого дна водной преграды до верха образующей газопровода.

Параметры ГНБ определены расчётом согласно требованиям СП 42-101-2003.

Ведомость пересечения выполняемых методом ГНБ представлена в таблице 10.3.

Таблица 10.3 - Ведомость пересечений с водными преградами методом ННБ

Тип перехода	Пикетная привязка оси перехода	Параметры перехода		Пикетаж	Длина закрытой прокладки горизонтальная, м	Расчётная длина бурового канала, м
		ширина	глубина			
р. Бирь	ПК 35+35,22	21,6	3,1	ПК 33+94,48 - ПК 34+78,242	83,78	86,83

11 Мероприятия по обеспечению безопасного функционирования газопровода

11.1 Назначение охранных зон газопровода

На основании требования статьи IV Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления (далее - Технический регламент) проектной документацией определены границы охранных зон проектируемых объектов газораспределительной сети.

Размеры охранных зон для проектируемых объектов установлены в соответствие с требованиями «Правил охраны газораспределительных сетей», в том числе:

- для газопровода Г4 из ПЭ труб с использованием провода-спутника - в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими вдоль оси газопровода на расстоянии 3,0 м от газопровода со стороны провода и 2,0 м - с противоположной стороны;
- для стального газопровода Г4 - в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими вдоль оси газопровода на расстоянии 2,0 м с каждой стороны;
- для отдельно стоящего ГРПШ - в виде территории, ограниченной условными линиями на расстоянии 10,0 м от границ объекта.

На земельные участки, входящие в охранные зоны газораспределительных сетей, в целях предупреждения их повреждения или нарушения условий их нормальной эксплуатации налагаются ограничения (обременения) регламентируемые Правилами охраны газораспределительных сетей.

Любые работы в охранных зонах газораспределительных сетей производятся при строгом выполнении требований по сохранности вскрываемых сетей и других инженерных коммуникаций, а также по осуществлению безопасного проезда специального автотранспорта и прохода пешеходов.

11.2 Обозначение трассы газопровода

Во исполнение требований Статьи III Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, проектом предусмотрены мероприятия по закреплению трассы газопровода на местности.

Для определения местонахождения подземного газопровода устанавливаются опознавательные знаки на расстоянии 1,0 м от оси газопровода справа по ходу газа или таблички-указатели на постоянные ориентиры:

- на прямых участках в пределах прямой видимости не реже чем через 500,0 м друг от друга (вне населённых пунктов);
- на месте врезки;
- на углах поворота;

- в местах установки сооружений, принадлежащих газопроводу;
- на границах участков трассы газопровода при бестраншейной прокладке.

На знаки наносятся данные о диаметре, давлении, глубине заложения газопровода, материале труб, расстоянии до газопровода, сооружения или характерной точки и др. сведения.

Опознавательные знаки устанавливаются или наносятся строительными организациями на постоянные ориентиры в период сооружения газораспределительных сетей.

В дальнейшем установка, ремонт или восстановление опознавательных знаков газопроводов производятся эксплуатационной организацией газораспределительной сети.

Установка знаков оформляется совместным актом с собственниками, владельцами или пользователями земельных участков, по которым проходит трасса.

Согласно требованию, ГОСТ 34715.1-2021 (п.4.3.2) вдоль всего газопровода из полиэтиленовых труб уложить сигнальную ленту жёлтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью: «Осторожно! Газ» на расстоянии $0,5 \pm 0,1$ м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода.

На пересечении с подземными коммуникациями согласно требованию, ГОСТ 34715.1-2021 (п.4.3.3) должна быть уложена сигнальная лента вдоль газопровода дважды на расстоянии не менее 0,2 м от верха трубы на 2,0 м в обе стороны от пересекаемого сооружения.

В соответствие с требованиями СП 42-103-2003 п.5.6 вдоль трассы присыпанного газопровода, на расстоянии 0,2-0,3 м справа по ходу газа, проектом предусмотрена укладка изолированного медного провода - спутника.

В соответствие с требованиями СП 42-103-2003 п.5.7 выход концов провода - спутника под ковер или в стойку КИП предусмотрен на расстоянии не более 4,0 км друг от друга.

11.3 Объём контроля качества сварных стыков

Контроль качества сварных соединений предусмотрен в соответствие с требованиями раздела 10 СП 62.13330.2011*.

Проектом предусматривается выполнение сварки полиэтиленовых труб сварочной техникой высокой степени автоматизации, аттестованной и допущенной к применению в установленном порядке. В соответствии с разделом 10.4 СП 62.13330.2011* обязательному контролю физическими методами эти стыки не подлежат.

Контроль сварных стыков стальных газопроводов на участках подземной прокладки и надземной обвязки ГРПШ принят в объёме 100 % радиографическим методом по ГОСТ 7512-82 согласно Таблице 14 СП 62.13330.2011*.

11.4 Испытание газопровода на герметичность

Законченный строительством газопровод Г4 и оборудование ГРПШ испытываются комплексно на прочность и герметичность внутренним давлением воздуха в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011*, СП 42-101-2003.

Перед испытанием на прочность и герметичность внутренняя полость газопроводов должна быть очищена в соответствии с проектом производства работ.

Очистку внутренних полостей газопроводов обвязки ГРПШ следует провести продувкой воздухом перед их монтажом.

В соответствии с требованиями СП 62.13330.2011* (п. 10.5.6) при переходе подземного участка полиэтиленового газопровода на стальной газопровод испытания этих газопроводов проводят отдельно.

Для проведения испытания на прочность и герметичность фиксация падения давления в газопроводе предусмотрена манометрами классов точности 0,15.

Испытания на прочность проводят после монтажа газопровода в траншее и присыпки выше верхней образующей трубы не менее чем на 0,2 м или после полной засыпки траншеи.

Допустимое падение давления при испытании газопровода на прочность не должно превышать 5,0 кПа.

Испытания газопроводов на герметичность проводят подачей в газопровод сжатого воздуха и созданием в газопроводе испытательного давления.

До начала испытаний на герметичность газопровод выдерживают под испытательным давлением в течение времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе и температуры грунта, но не менее 24 ч (СП 42-101-2003 п. 11.8).

Значения испытательного давления и время выдержки на прочность под давлением стального и полиэтиленового газопроводов, а также надземных стальных газопроводов подключения принято в соответствии с СП 62.13330.2011* (таблица 15) и составляют $P_{\text{исп. герм}} = 1,5$ МПа в течение 24 ч.

Величина испытательного давления на герметичность участков полиэтиленового газопровода и надземных стальных газопроводов подключения принята в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011* (Табл.16) и составляет $P_{\text{исп. герм}} = 1,5$ МПа в течение 1 ч.

Газопровод считается выдержавшим испытания на герметичность, если в течение испытания падение давления по манометрам класса точности 0,15 фиксируется в пределах одного деления шкалы.

Испытания участков переходов предусмотрены в одну стадию вместе с основным газопроводом с соблюдением следующих условий:

- отсутствие сварных соединений в пределах перехода;
- использование метода ГНБ;
- использование в пределах перехода для сварки полиэтиленовых труб деталей с ЗН и сварочного оборудования со средней и высокой степенью автоматизации.

По завершению испытаний газопровода давление снижают до атмосферного, устанавливают автоматику, арматуру, оборудование, контрольно-измерительные приборы.

Далее газопровод с установленным оборудованием выдерживают в течение 10 мин. под рабочим давлением.

Параметры испытаний газопроводов и технических устройств ГРПШ изготовленных в заводских условиях приняты по высокой стороне (до регулятора давления) $P_{исп} = 1,5$ МПа в течение 12 ч.

Дефекты, обнаруженные в процессе испытаний газопроводов, следует устранять только после снижения давления в газопроводе до атмосферного.

После устранения дефектов, обнаруженных в результате испытания газопровода на герметичность, проводят повторное испытание.

Стыки газопроводов, сваренные после испытаний, должны быть проверены физическим методом контроля.

Испытания газопроводов должна проводить строительная организация в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

Результаты испытаний должны быть оформлены записью в строительном паспорте.

При испытании надземных и внутренних газопроводов следует соблюдать меры безопасности, предусмотренные проектом производства работ.

12 Перечень мероприятий по энергосбережению

Энергоэффективность и энергосбережение при эксплуатации проектируемого линейного объекта предусмотрена:

- за счёт повышения технологической эффективности транспорта применением энергоэффективных технологий;
- применением современного оборудования и материалов;
- учёта энергозатрат на собственные нужды предприятия;
- развития системы технической диагностики;
- выбора оптимальных параметров оборудования.

Для реализации требований действующего законодательства в области энергоэффективности и энергосбережения на производстве проектом предусмотрены следующие решения и мероприятия, направленные на эффективное использование энергетических ресурсов:

- применение сертифицированного современного оборудования и материалов;
- выбор параметров газотранспорта гидравлическим расчётом для обеспечения оптимального режима подачи газа потребителям;
- подбор газорегулирующего оборудования соответствующего параметрам газотранспорта;
- применение полиэтиленовых труб по для прокладки газопроводов высокого давления ($P \leq 1,2 \text{ МПа}$), не требующих электрохимической защиты газопровода от коррозии, обеспечивающее экономию электрической энергии;
- применение регуляторов давления на ГРПШ обеспечивает экономное газопотребление и рациональное использование газ;
- применение запорно-регулирующей арматуры с герметичностью затворов, соответствующих транспортируемой среде;
- герметизации системы транспорта газа соединением труб, деталей и оборудования с помощью сварки по аттестованной технологии.

В процессе эксплуатации необходимо постоянное наблюдение и контроль состояния трубопровода: обзорные наблюдения, регулярный обход (объезд) трассы с целью определения эффективности мер по повышению надёжности трубопровода, а также своевременного выявления предаварийных участков.

13 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта

Потребность в строительных машинах, механизмах, различном оборудовании определена в целом по строительству на основании физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин.

Количество и тип оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе производства работ, приведены в томе «ПОС».

Принятые марки машин не являются строго обязательными и могут быть заменены другими, с аналогичными характеристиками.

Грузоподъемные технические устройства должны быть зарегистрированы в территориальном органе Ростехнадзора и иметь допуск к работе, на видных местах должны иметь четкие обозначения грузоподъемности и дату очередного технического освидетельствования.

Используемый инструмент и приспособления должны эксплуатироваться в соответствии с Правилами безопасности при работе с инструментом и приспособлениями, заводскими инструкциями по эксплуатации.

Применяемое оборудование должно быть исправным, иметь заводские паспорта, паспорта-формуляры.

Техническое обслуживание оборудования должно проводиться в соответствии с утвержденными графиками.

Применяемые машины, транспортные средства, средства механизации, приспособления, оснастка, ручные машины и инструмент должны соответствовать требованиям ГОСТ, новое оборудование должно иметь сертификат соответствия требованиям безопасности труда, санитарное заключение.

Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил.

Электроинструмент и вспомогательное оборудование к нему должны подвергаться периодической проверке не реже одного раза в шесть месяцев.

На корпусе электроинструмента должны быть указаны инвентарные номера и даты следующих проверок, а на понижающих трансформаторах - инвентарный номер и дата следующего испытания.

14 Сведения о численности и профессионально-квалифицированном составе персонала, число и оснащённость рабочих мест

Численность обслуживающего персонала сети газопровода входящего в зону обслуживания эксплуатирующей организации, определяется на основе стандартной производственной структуры системы ООО «Газпром межрегионгаз».

Потребность эксплуатирующей организации в квалифицированном персонале определяется в целом необходимостью обеспечения максимальной безопасности эксплуатации линейного сооружений, в том числе с учётом:

- наличия технологического оборудования входящего в зону обслуживания производственного подразделения;
- уровня автоматизации технологических процессов;
- режима труда и отдыха принятого на предприятии;
- сменности и условий труда персонала.

Профессионально-квалификационный состав персонала для обслуживания всех систем газоснабжения объекта должен приниматься согласно Общероссийскому классификатору профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов ОК 016-94 с учетом специфики производства, в соответствии с ЕТКС (выпуск 36).

Работа обслуживающего персонала (газовая служба) связана с периодическим обходом (объездом) регуляторных пунктов, узлов задвижек; техническим обслуживанием системы газоснабжения.

Оснащение рабочих мест осуществляется с учётом:

- характера выполняемых работ;
- специфики и удобства доступа к органам управления обслуживаемого оборудования, приборов и измерительной аппаратуры.

Комплектация рабочих мест предусматривается на основе типовых требований оснащённости, принятых в отрасли, в зависимости от характера выполняемых работ.

В состав оснащения входят:

- транспортные средства различного назначения;
- средства связи;
- специальная технологическая оснастка, инструмент, средства и приборы КИПиА;
- средства индивидуальной и коллективной защиты, мед. аптечка;
- ремонтно-восстановительные комплекты;
- первичные средства пожаротушения.

15 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта

Организация трудовых процессов должна предусматривать необходимость обеспечения работоспособности персонала при высокой интенсивности труда, с соблюдением требований охраны труда и сохранения здоровья людей.

Общее руководство работой по охране труда и ответственность за состояние производственной санитарии возлагаются на работодателя (Статья 212 ТК РФ).

Организация участков работ должна обеспечивать безопасность труда работающих на всех этапах выполнения работ: технологическая последовательность одних производственных операций не должна являться источником опасности, при выполнении других.

Работы по обслуживанию и ремонту газопровода должны определяться технологическими регламентами разрабатываемыми эксплуатирующей организацией, с учётом местных условий, на основании нормативных правовых актов и нормативно-технических документов в области обеспечения безопасных методов производства работ.

Обслуживающий персонал обязан соблюдать утвержденный технологический регламент, нести ответственность за его выполнение и использовать современные средства контроля.

Производственный персонал должен знать технологические схемы сооружений, назначение всего оборудования, трубопроводов, арматуры, методы и способы безопасного производства работ при их обслуживании.

Все работники, эксплуатационных служб обязаны знать и строго выполнять возложенные на них обязанности, соблюдать требования охраны труда и производственной санитарии, пожарной безопасности.

Технические решения и мероприятия, предусмотренные данной проектной документацией, направлены на сохранение здоровья и работоспособности работников, на снижение потерь рабочего времени и повышение производительности труда, на надежную, безаварийную и безопасную эксплуатацию линейного объекта.

Строгое соблюдение требований нормативных документов и Технических регламентов в процессе эксплуатации исключают вредное воздействие на организм человека и обеспечивают безопасность труда обслуживающего персонала.

Эксплуатация газового хозяйства, техническое обслуживание и ремонт газопровода и газового оборудования должны осуществляться в строгом соответствии с требованиями нормативных правовых актов органов исполнительной власти Российской Федерации и нормативных технических документов в области охраны труда.

Во время эксплуатации газового хозяйства необходимо организовать контроль за исправным состоянием газовых сетей и газового оборудования, инструмента, приспособлений,

а также за наличием предохранительных устройств и индивидуальных средств, обеспечивающих безопасные условия труда.

Организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, должна иметь лицензию органов Ростехнадзора на данный вид работ в области промышленной безопасности и соблюдать требования нормативных правовых актов и нормативных технических документов в области промышленной безопасности, в том числе:

- организовать и осуществлять производственный контроль за соблюдением промышленной безопасности;
- заключить договор страхования риска ответственности за причинение вреда при эксплуатации опасного производственного объекта;
- планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий;
- заключить договор с профессиональной аварийно-спасательной службой на обслуживание или создать собственную;
- принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии;
- обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями;
- обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности.

Не допускать эксплуатацию системы газоснабжения, а также выполнение всякого рода ремонтных газоопасных работ, если дальнейшее производство работ сопряжено с опасностью для жизни работающих.

Рабочие, связанные с обслуживанием и ремонтом газового оборудования, выполнением газоопасных работ, должны пройти проверку знаний и быть аттестованными в области промышленной безопасности, а также быть обученными:

- действиям в случае аварии;
- правилам пользования средствами индивидуальной защиты;
- способам оказания первой медицинской помощи.

Работающие должны обеспечиваться спецодеждой, спец. обувью, средствами индивидуальной защиты, а также им должны предоставляться льготы в соответствии с действующими нормами.

В соответствии с требованиями Федерального закона от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана заключить договор страхования риска ответственности за причинение вреда жизни, здоровью или имуществу

других лиц и окружающей природной среде в случае аварии на опасном производственном объекте.

При повреждении силового электрического кабеля, находящегося под напряжением, запрещается:

- оператору - покидать установку (маты), рассоединять штанги;
- рабочим - двигаться с места, касаться находящихся рядом установки, смесителя и других механизмов.

Если при работе на установке произошло повреждение других смежных коммуникаций, необходимо сообщить их владельцу о произошедшей аварии и прекратить работу до получения разрешения на производство работ.

При эксплуатации наружных газопроводов эксплуатирующая организация должна обеспечить мониторинг грунтовых условий (выявление пучения, просадкам, оползней, обрушения, эрозии грунта и иных явлений, которые могут повлиять на безопасность эксплуатации наружных газопроводов) и производства строительных работ, осуществляемых в зоне про-кладке сетей газораспределения для недопущения их повреждения.

При эксплуатации подземных газопроводов эксплуатирующая организация должна обеспечить мониторинг и устранение:

- утечек природного газа;
- повреждений изоляции труб газопроводов и иных повреждений газопроводов;
- повреждений сооружений, технических и технологических устройств сетей газораспределения и газопотребления;
- неисправностей в работе средств электрохимической защиты и трубопроводной арматуры.

Опасный производственный объект подлежит регистрации в Государственном реестре в установленном порядке.

Приложение А (обязательное)

Схема гидравлического расчёта проектируемого газопровода Г4

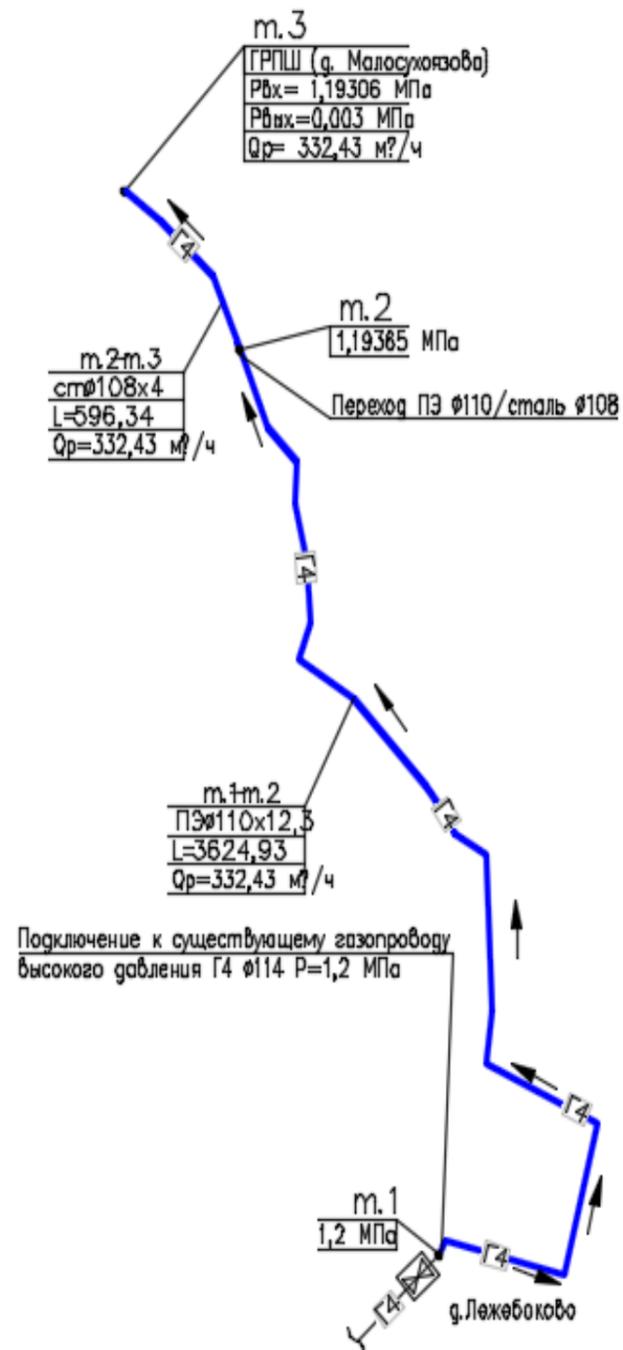


Таблица гидравлического расчета газопровода высокого давления

Номер участка на схеме	Фактическая длина участка, l, м	Материал трубы ("ст." или "ПЭ")	SDR (для ПЭ трубы)	Типоразмер трубы D x t, мм	Нар. диаметр принятый, d, мм	Расч. расход газа, м ³ /ч	Расч. длина участка, l, м	Число Рейнольдса, Re	$Re \cdot (\eta/d) < 23$	Коэффициент гидравлического трения, λ	Давление в начале участка (абс.), P _н , МПа	Давление в конце участка (абс.), P _к , МПа	Давление в начале участка (изб.), P _н , МПа	Давление в конце участка (изб.), P _к , МПа	Расч. потери давления, ΔP , МПа	Скорость, м/с
м.1-м.2	3624,93	ПЭ	SDR 9	110x12,3	110	332,43	3987,42	96816	7,87	0,01794	1,301325	1,29497	1,2	1,19365	0,006355	1,21
м.2-м.3	7,18	ст.	-	108x4,0	108	332,43	655,97	82294	82,29	0,02	1,29497	1,29438	1,19365	1,19306	0,00059	0,87

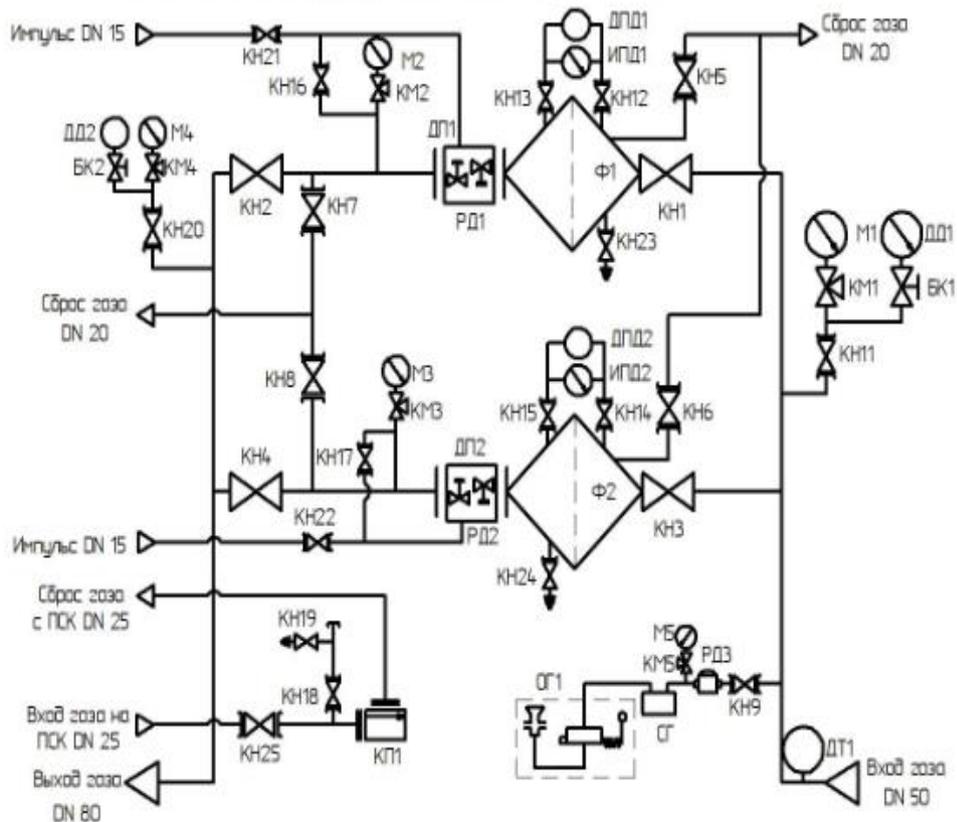
Условные обозначения

- Г4 — Проектируемый газопровод высокого давления 1 категории
- м.1 — Номер узловой точки
- 1,2 МПа — Давление в узловой точке
- Q_r — Расчетный расход газа на участке
- L — Длина участка, м
- Направление потока газа

Приложение Б (информационное)

Схема ГРПШ газовая принципиальная завода-изготовителя

Схема газовая принципиальная ГРПШ-РДК-ЭКФО-50Н-1/1-4-399-ОГ-Т-У
СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-8-2-2019
Объект: с.Лежебаково - в.Малосухаязоба
С системой телеметрии производства ООО "Акситех".



КН1-КН4 – кран шаровой Ду50 – 4шт;
КН5-КН9 – кран шаровой Ду20 – 5шт;
КН11-КН24 – кран шаровой Ду15 – 14шт;
КН25 – кран шаровой Ду25 – 1шт;
ИПД1, ИПД2 – индикатор перепада давления – 2шт;
Ф1, Ф2 – фильтр газовый ФГ-50 – 2шт;
РД3 – регулятор РДГБ-6 или аналог – 1шт;
БК1, БК2 – блок клапанный БКН – 2шт;
ДД1, ДД2 – датчик давления – 2шт;
ДТ1 – датчик температуры – 1шт;

М1 – манометр 1,6 МПа – 1шт;
М2-М5 – манометр 6 кПа – 4шт;
КМ1-КМ5 – кран для манометра – 5шт;
КП1 – клапан сбросной ПСК-25Н/5 – 1шт;
РД1, РД2 – регулятор давления РДК-ЭКФО-50/20Н13 – 2шт;
СГ – счетчик ГРАНО-SPI-4 с маркировкой взрывозащиты 1Ex ib IIB T4 GbX – 1шт;
ОГ1 – обогреватель газовый – 1шт;
ДПД1, ДПД2 – Датчик перепада давления – 2шт;
ДП1, ДП2 – датчик положения ПЗК – 2шт;

При $P_{вх}=1,193$ МПа пропускная способность установки $454 \text{ м}^3/\text{ч}$ (80%)

При $P_{вх}=1,193$ МПа пропускная способность установки $568 \text{ м}^3/\text{ч}$ (100%)

При $P_{вх}=1,2$ МПа пропускная способность установки $457 \text{ м}^3/\text{ч}$ (80%)

При $P_{вх}=1,2$ МПа пропускная способность установки $571 \text{ м}^3/\text{ч}$ (100%)

Изготовитель: ООО ПКФ "ЭКС-ФОРМА" по ТУ 4859-022-12213528-05

Согласовано:
Должность _____
ФИО _____
Подпись _____
Дата _____

Разработал	Чернакозинский
Утвердил	
Дата	

«Завод-изготовитель оставляет за собой право вносить изменения в конструкцию, не ухудшающие технических характеристик изделия»

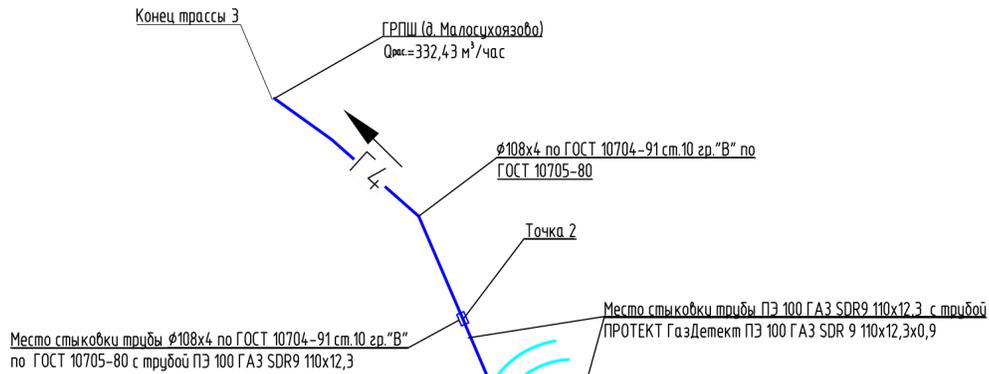
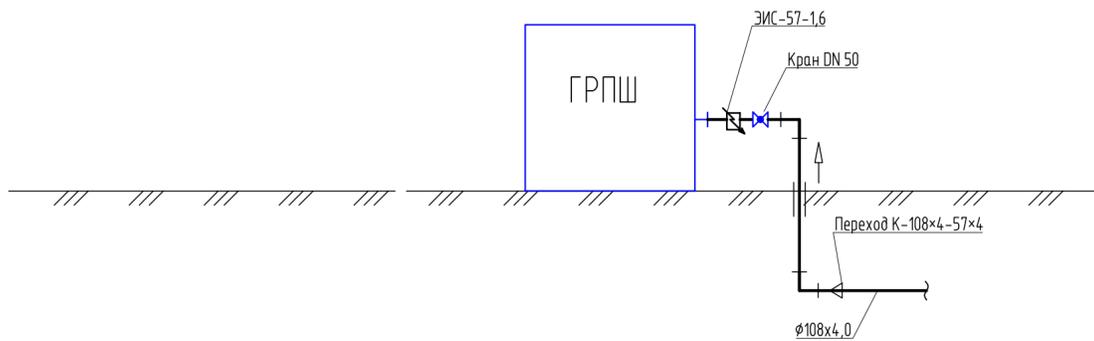
Сл 29608/ГРПШ-212

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость документов графической части	
2	Схема газопровода с обозначением мест установки технологического оборудования	
3	Площадка ГРПШ	
4	Подключение к существующему крановому узлу на ПК 0	
5	Вывод провода-спутника в стойку контрольно-измерительного пункта	
6	Конструкция защитного футляра подземного кабеля на пересечениях	

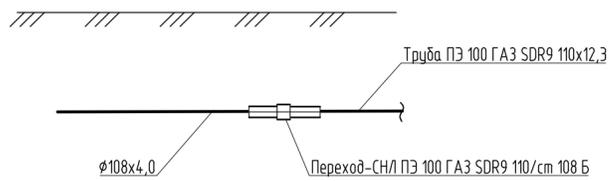
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	8000.253. 037.П.0002.02/1732-1-ТКР.ГЧ									
			Межпоселковый газопровод с. Лежебоково - д. Малосухочзово Бирского района Республики Башкортостан									
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
			Разраб.	Билалоб			<i>[Подпись]</i>	01.04.22		П	1	6
			Пров.	Муратова			<i>[Подпись]</i>	01.04.22	Ведомость документов графической части			
			Н. контр.	Петухова			<i>[Подпись]</i>	01.04.22				
			ГИП	Никитина			<i>[Подпись]</i>	01.04.22				



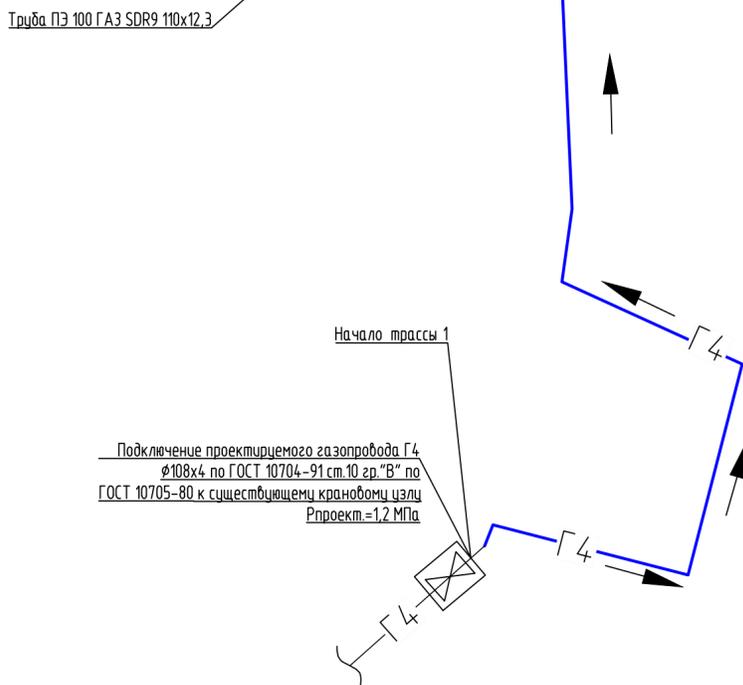
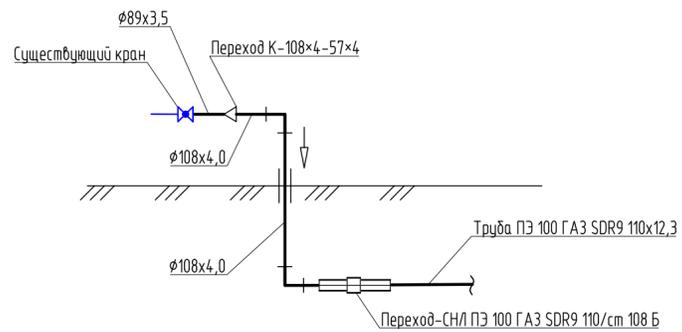
3



2



1

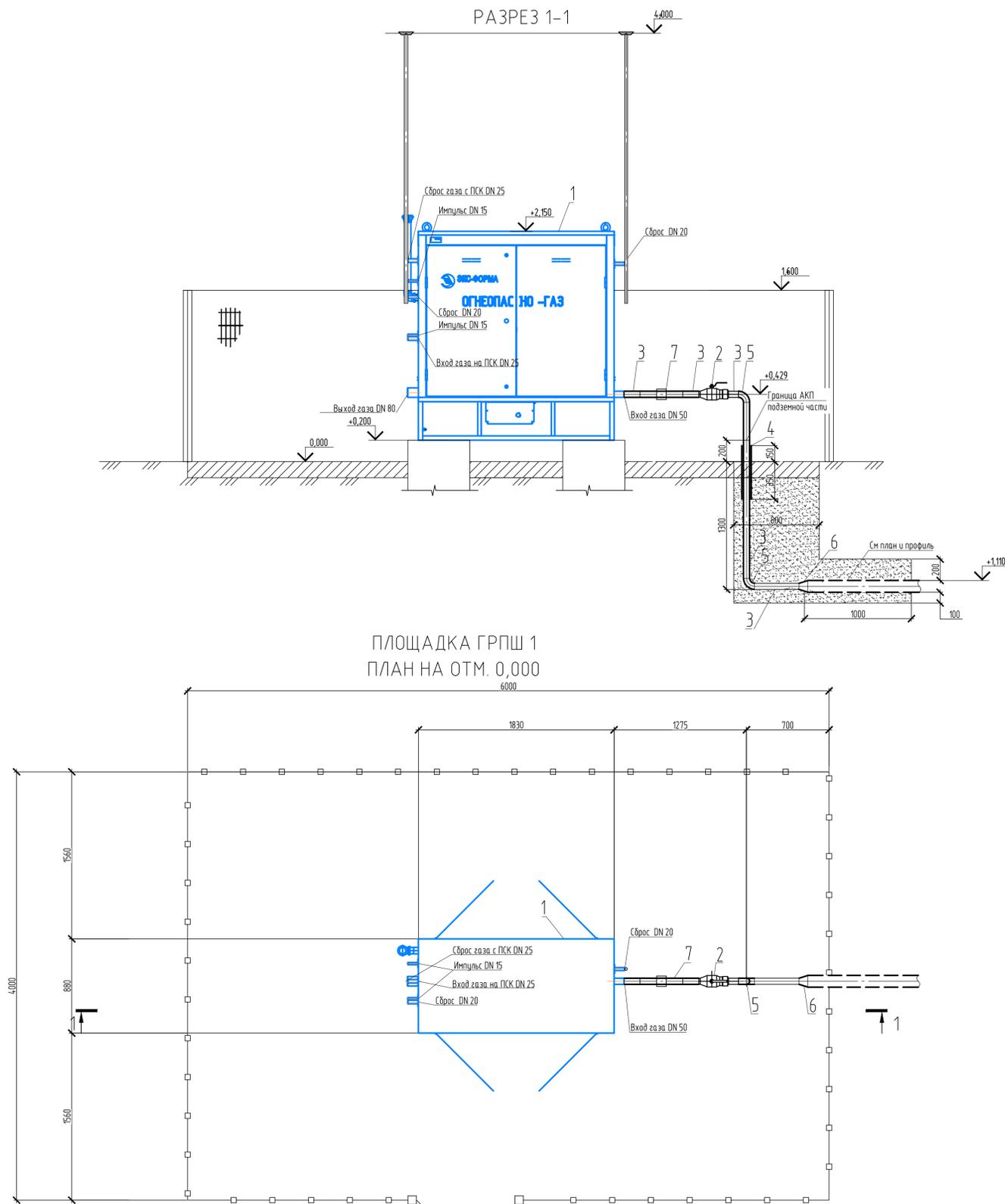


Инф. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
--------------	----------------	--------------

8000.253.037.П.0002.02/1732-1-ТКР.ГЧ					
Межпоселковый газопровод с. Лежебоково - д. Малосухоязово Бирского района Республики Башкортостан					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Билалов			<i>[Signature]</i>	27.12.21
Проб.	Муратова			<i>[Signature]</i>	27.12.21
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения				Стадия	Лист
				П	2
Н. контр. Петухова ГИП Никитина				27.12.21 27.12.21	27.12.21
Схема газопровода с обозначением мест установки технологического оборудования					

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
1	8000.253.037.П.0002.02/1732-1-ТКР.0ЛЗ (см. том ССО)	Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ ГРПШ-РДК-ЭКФ-50Н-1/1-4-399-0Г-1-У на базе 2-х РДК-ЭКФ-50/20Н3 с одним выходом, с основной и резервной линией редуцирования, с системой телеметрии "АКТЕЛ" ООО "Аксмет", с газовым обзором, со счетчиком на обзор Грав-SP1-4, с керамическим утеплением, с комплектом сбросных и продувочных свечей	1	550	компл. (только для ГРПШ)
2	ТУ 3742-001-59349790-2010	БР0ЕН Балмакс КШИ 70.102.050 кран шаровой надземный стальной для газа стандартный проход сварки сварка Ду 050 Ру16 с корпусом из стали 09Г2С, с рукояткой	1	2,94	
3		Труба 57х4,0 ГОСТ 10704-91 в ст 10 ГОСТ 10705-80	2,3	5,23	м
4		Труба 89х3,5 ГОСТ 10704-91 в ст 10 ГОСТ 10705-80	0,5	7,38	м
5		Отвод П 90-57х3,5-ст.10 ГОСТ 17375-2001	2	0,7	
6		Конический переход электросварной Переход К-1-108х4,0-57х4,0-ст 10 ГОСТ 17378-2001	1	1,2	
7	ТУ 3647-024-93719333-2016	Электроизолирующее соединение ЭИС-57-16-ХЛ для присоединения к трубопроводу 57х4 ст 10 ГОСТ 10705-91 под сварку в надземном исполнении	1	6,3	
Материалы					
	ГОСТ 8736-2014	Песок строительный	2,0		м³
	ГОСТ 25129-2020	Грунтовка ГФ-021	0,03		кг
	ГОСТ 6465-76	Эмаль ПФ-115	0,07		кг
	ТУ 5775-001-01297858-01	Битумный Праймер ПЛ-М	0,12		кг
	ТУ 2245-003-48312016-03	Лента ПИРМА-1-Л, толщиной 2,0 мм, шириной 90 мм.	7,22		кг
	ТУ 2245-004-01297859-99	Обертка ПОЛИЛЕН ОБ	0,41		кг



1. В спецификации дано количество на одну площадку ГРПШ, за исключением поз. 1.
2. За отметку 0,000 принята отметка планировки площадки ГРПШ (см. раздел ИЛО.ПЗУ).
3. Расположение ГРПШ см. раздел ППО.
4. Продувочные, сбросные свечи, их оголовки и крепления поставляются в комплекте с ГРПШ.
5. Фундамент под ГРПШ, ограждение площадки и опоры трубопровода см. раздел КР. Покрытие площадки ГРПШ см. раздел ИЛО.ПЗУ.
6. Заземление и молниезащиту ГРПШ см. раздел ИЛО.ИОС1.
7. Изоляция надземных труб и соединительных деталей предусмотрена системой защитного лакокрасочного покрытия группы I по СП 28.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85):
- грунтотвка ГФ-021 ГОСТ 25129-2020;
- эмаль ПФ-115 ГОСТ 6465-76, толщиной 120 мкм.
7. Изоляция подземных труб и соединительных деталей предусмотрена системой защитного лакокрасочного покрытия «усиленного» типа, конструкция № 5 по ГОСТ 9.602-2016:
- битумный Праймер ПЛ-М по ТУ 5775-001-01297858-01;
- лента полимерно-битумная ПИРМА-1-Л, толщиной 2,0 мм, в 2 слоя.
ТУ 2245-003-48312016-03;
- обертка ПОЛИЛЕН ОБ, толщиной 0,63 мм. ТУ 2245-004-01297859-99.
8. Перед нанесением защитных покрытий поверхности стальных конструкций должны быть подготовлены в соответствии с требованиями к нанесению соответствующего покрытия.
9. * - для справки.

8000.253.037.П.0002.02/1732-1-ТКР.ГЧ				
Межпоселковый газопровод с Лежевоково - д Малосухаязаво Бурского района Республики Башкортостан				
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись
Разраб.	Билалов		10.03.22	
Проб.	Муратова		10.03.22	
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения				
Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ				
План (1:25). Разрез 1-1				
Н. контр.	Петухова		10.03.22	
ГИП	Никитина		10.03.22	
			Стация	Лист
			П	Э
			Листов	
			ГазПРОМ	

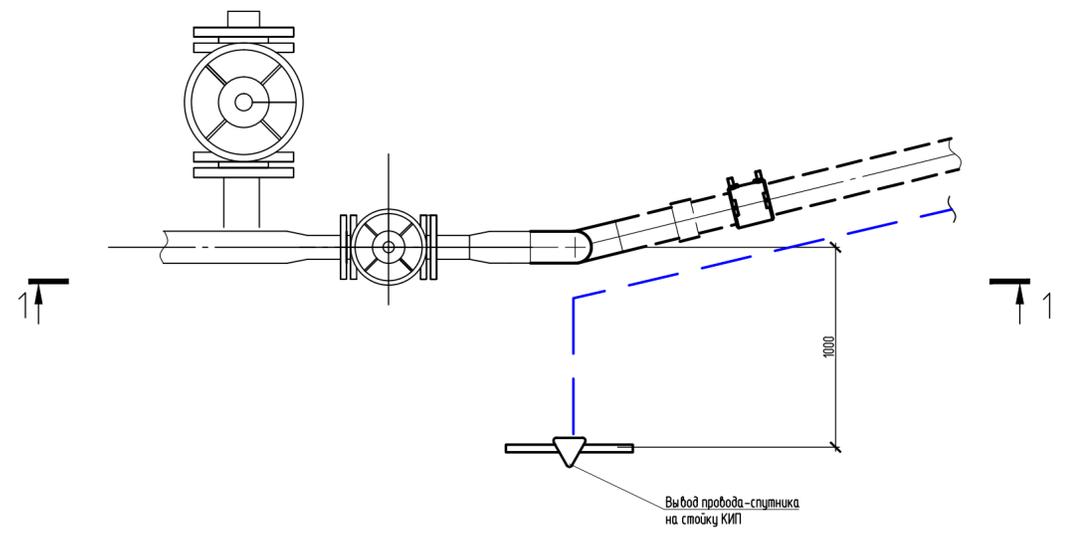
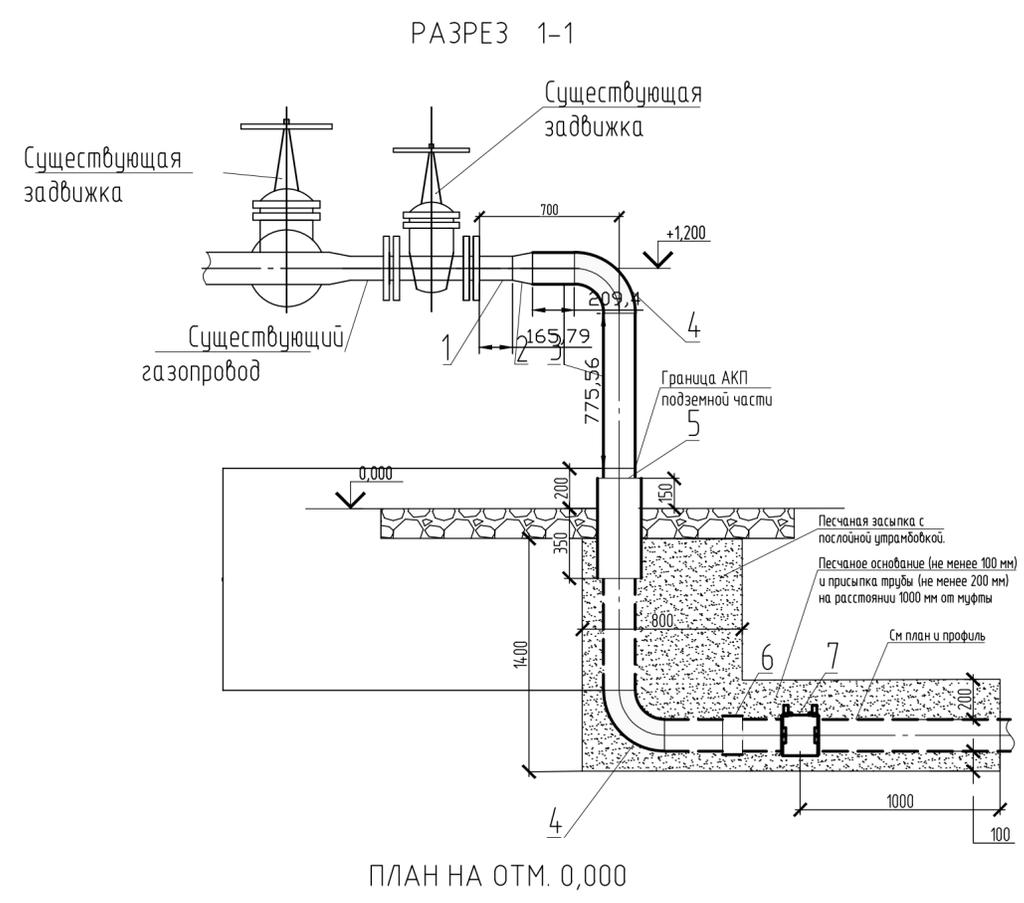
Изм. № подл. 2

Подпись и дата

Взам. инв. №

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
1		Труба 89х3,5 ГОСТ 10704-91 В-Ст10 ГОСТ 10705-80	0,2	7,38	
2		Конический переход электросварной Переход К-1-108х4,0-89х3,5-ст.10 ГОСТ 17378-2001	1	0,9	
3		Труба 108х4,0 ГОСТ 10704-91 В-Ст10 ГОСТ 10705-80	2,58	10,26	
4		Отвод 90-108х4,0-Ст10 ГОСТ 17375-2001	2	2,5	
5		Труба 159х4,0 ГОСТ 10704-91 В-Ст10 ГОСТ 10705-80	0,5	15,29	
6	ТУ 22.2129-062-73011750-2018	Переход "полиэтилен-сталь" Переход-СНЛ ПЭ 100 ГАЗ SDR9 110/ст 108 Б	1	6,5	
7	ТУ 22.2129-048-73011750-2018	Муфта электросварная Муфта ПЭ 100 ГАЗ 110 SDR 7,4 ГОСТ Р 58121.3-2018	1	0,87	
Материалы					
	ГОСТ 8267-93	Щебень	0,12		м ³
	ГОСТ 8736-2014	Песок строительный	1,43		м ³
	ГОСТ 25129-82	Грунтовка ГФ-021	0,05		кг
	ГОСТ 6465-76	Эмаль ПФ-115	0,15		кг
	ТУ 5775-001-01297858-01	Битумный Праймер ПЛ-М	0,11		кг
	ТУ 2245-003-48312016-03	Лента ПИРМА-1-Л, толщиной 2,0 мм, шириной 90 мм.	6,53		кг
	ТУ2245-004-01297859-99	Обертка ПОЛИЛЕН ОБ	0,37		кг



- В спецификации указано количество на существующей площадке кранового узла на ПК 0.
- За отметку 0,000 принята отметка планировки площадки существующего узла запорной арматуры (см. раздел ИЛО.ПЗУ).
- Расположение площадки кранового узла см. раздел ППО.
- Изоляция надземных труб и соединительных деталей предусмотрена системой защитного лакокрасочного покрытия группы I по СП 28.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85):
- грунтовка ГФ-021 ГОСТ 25129-2020;
- эмаль ПФ-115 ГОСТ 6465-76, толщиной 120 мкм.
- Изоляция подземных труб и соединительных деталей предусмотрена системой защитного лакокрасочного покрытия «усиленного» типа, конструкция № 5 по ГОСТ 9.602-2016:
- битумный Праймер ПЛ-М по ТУ 5775-001-01297858-01;
- лента полимерно-битумная ПИРМА-1-Л, толщиной 2,0 мм, в 2 слоя. ТУ 2245-003-48312016-03;
- обертка ПОЛИЛЕН ОБ, толщиной 0,63 мм. ТУ2245-004-01297859-99.
- Перед нанесением защитных покрытий поверхности стальных конструкций должны быть подготовлены в соответствии с требованиями к нанесению соответствующего покрытия.
- Сварку производить электродами типа Э42 по ГОСТ 9467-75
- Расположение прохода-спутника относительно газопровода показано условно. Провод-спутник укладывается вдоль присыпанного газопровода на расстоянии 0,2-0,3 м от него, справа по ходу движения газа (см. план газопровода).

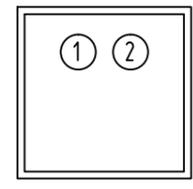
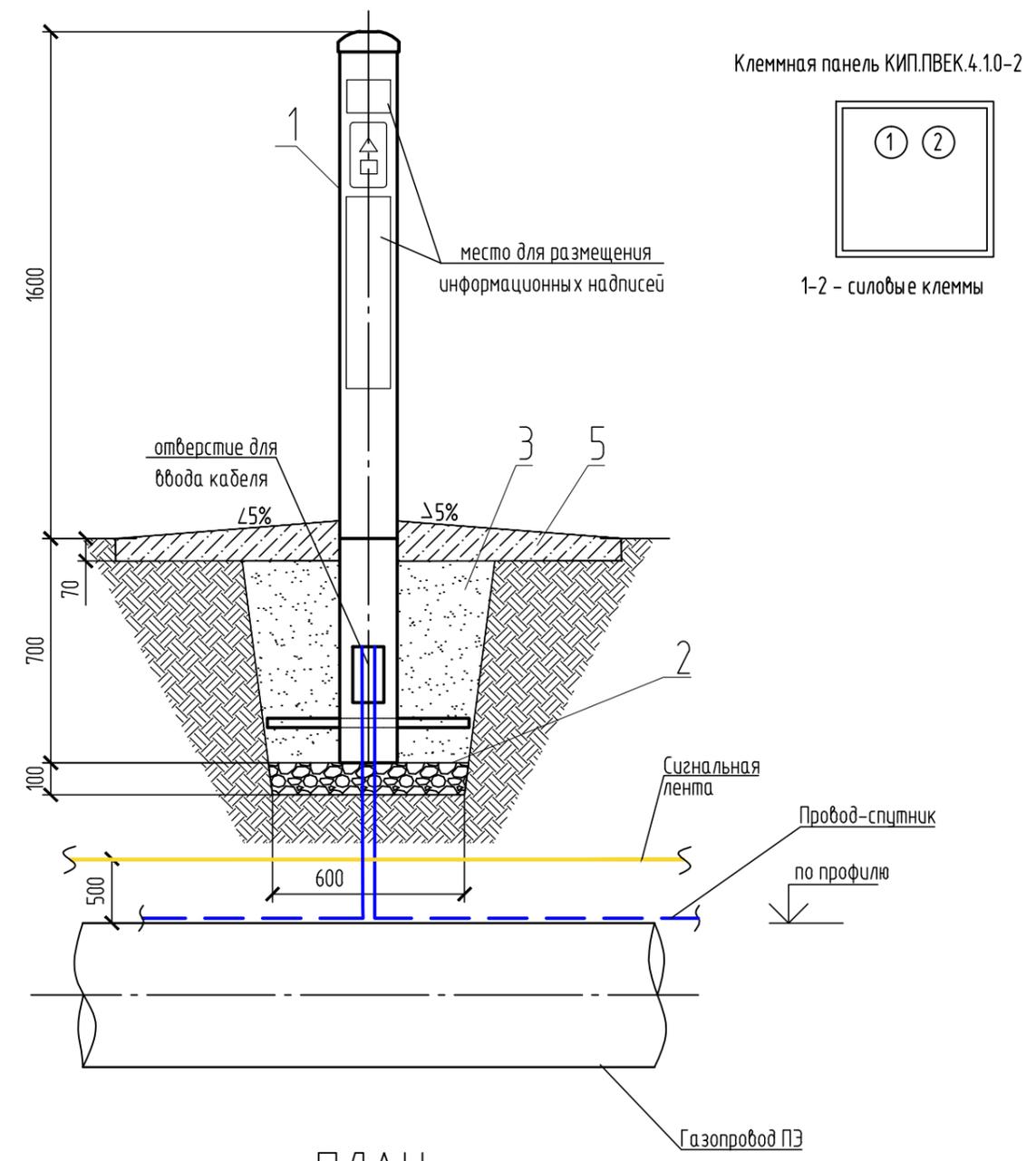
Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. №

8000.253.037.П.0002.02/1732-1-ТКР.ГЧ					
Межпоселковый газопровод с. Лежбеково - д. Малосухоязово Бирского района Республики Башкортостан					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Билалов			<i>[Signature]</i>	10.03.22
Проб.	Муратова			<i>[Signature]</i>	10.03.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения					
			Стадия	Лист	Листов
			П	4	
Подключение к существующему крановому узлу на ПК 0. План (1:25). Разрез 1-1					
Н. контр.	Петухова			<i>[Signature]</i>	10.03.22
ГИП	Никитина			<i>[Signature]</i>	10.03.22



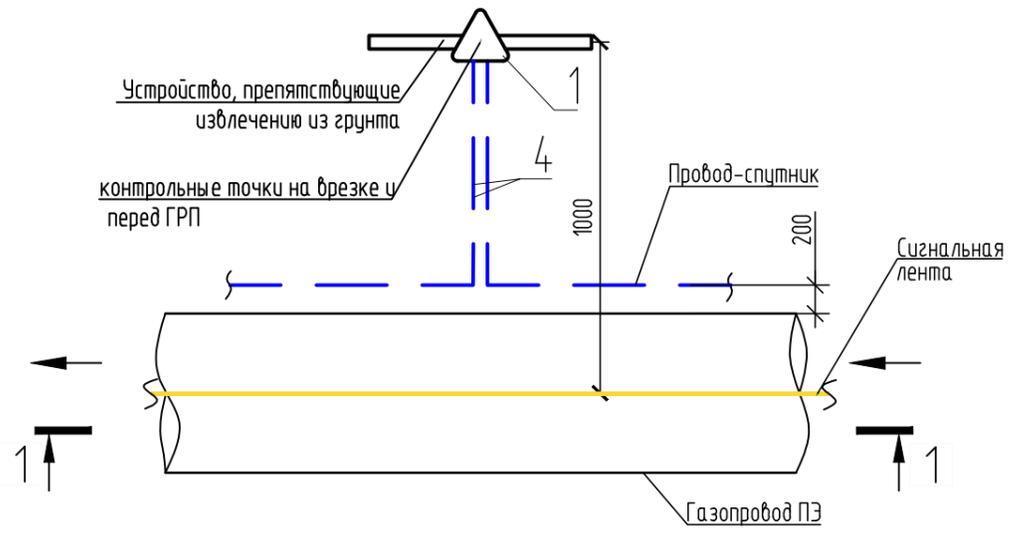
СПЕЦИФИКАЦИЯ

РАЗРЕЗ 1-1



1-2 - силовые клеммы

ПЛАН



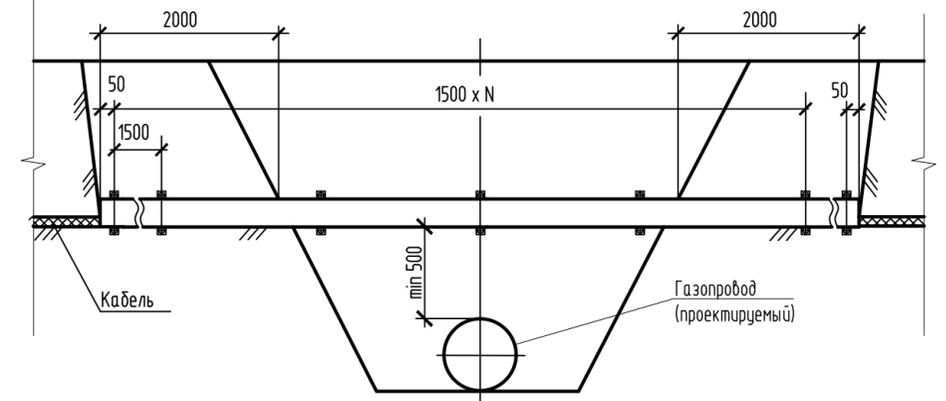
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
1	ТУ 4318-002-87598003-2010	КИП ПВЕК.4.10-2 Тип 1	1	18,0	
2	ГОСТ 8267-93	Щебень фракции 20-40 мм	0,036		м³
3	ГОСТ 8736-2014	Песок строительный	0,63		м³
4	ГОСТ 31996-2012	Кабель силовой ВВГ-0,66 сеч.1х4 мм²			
5		Бетон кл. В15 (отмостка)	0,17		м³

1. Места установки выводов провода-спутника в стойку КИП см. раздел ППО.
2. Всего по трассе газопровода установлено выводов провода-спутника в стойку КИП - 2 шт. (на ПК0 и ПК 36+24).
3. Перемычки между клеммами КИП выполнить кабелем того же сечения, что и подводящие кабели к этим клеммам.
4. Стойки КИП установить на расстоянии не более 1 метра от оси газопровода. В случае расположения сооружения, где эксплуатация КИП затруднена, установить в ближайших удобных для эксплуатации местах, но не далее 50 метров от точки подключения контрольного кабеля к сооружению.
5. Вокруг устройства стойки КИП выполнить отмостку из бетона кл. В15 с условием перекрытия отмосткой зоны засыпки песком на расстоянии не менее 100мм.

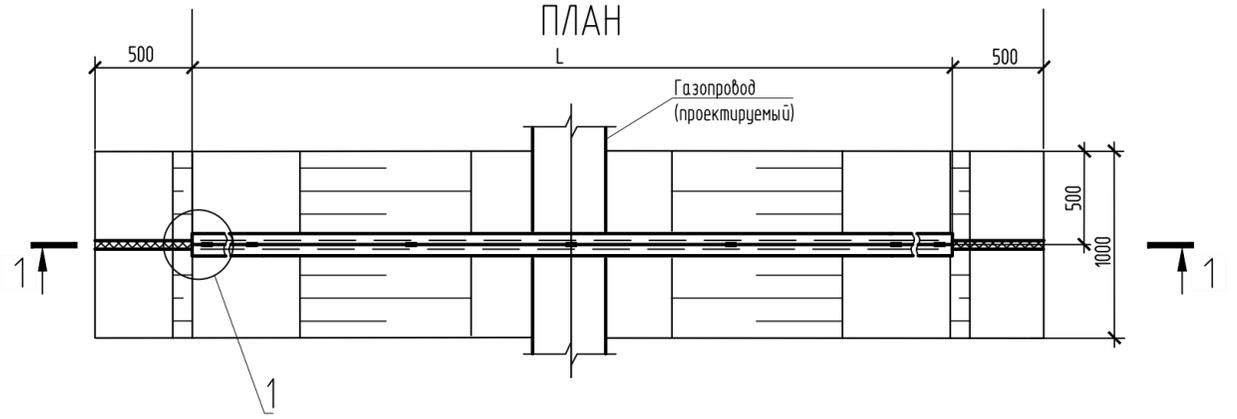
Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	

8000.253.037.П.0002.02/1732-1-ТКР.ГЧ					
Межпоселковый газопровод с. Лежедоково - д.Малосухозаво Бурского района Республики Башкортостан					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Билалов			<i>[Signature]</i>	16.03.22
Пров.	Муратова			<i>[Signature]</i>	16.03.22
Н. контр.	Петухова			<i>[Signature]</i>	16.03.22
ГИП	Никитина			<i>[Signature]</i>	16.03.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения				Стадия	Лист
Выход провода-спутника в стойку контрольно-измерительного пункта				П	5
					

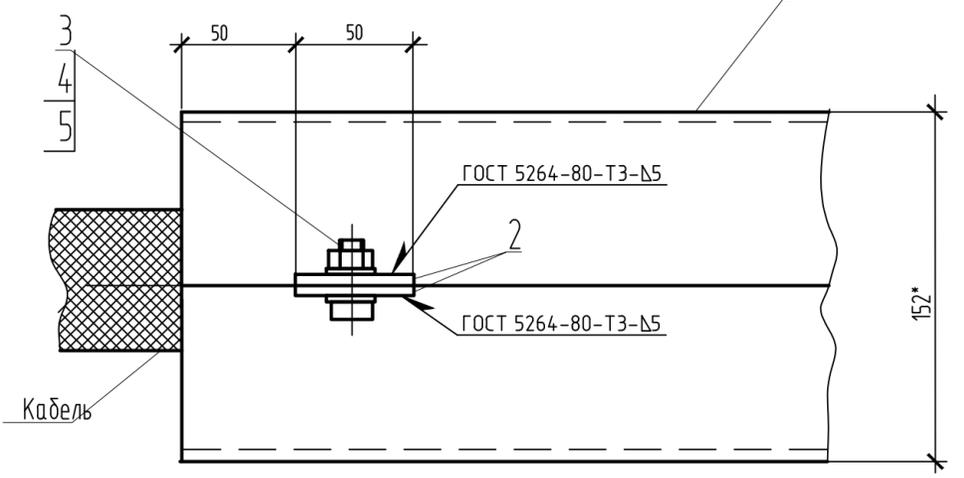
РАЗРЕЗ 1-1



ПЛАН



1



ВЕДОМОСТЬ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОГО ТРУБОПРОВОДА С КАБЕЛЕМ

Пикет	H, м	h, м	α, град	B, м	L, м	Пластина 5×40×180, шт.	Болт, шт.	Гайка, шт.	Шайба, шт.	Мастика, кг
ПК(1)7+21,00	0,7	0,67	83	0,7	5,5	20	10	10	20	31,5

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
1		Защитный футляр			
		Швеллер 20 ГОСТ 8240-97 СтЗпс ГОСТ 380-2005	11	18,4	кг/пог.м
2		Ушко			
		Лист Б-ПН-5 ГОСТ 19903-2015 СтЗпс ГОСТ 380-2005 50×50мм	20	0,098	
3		Винт с шестигранной головкой			
		ГОСТ Р ИСО 4017-M12x40-5.6	10	0,05	
4		Гайка шестигранная нормальная			
		ГОСТ ISO 4032-M12-6	10	0,016	
5		Шайба А12 ГОСТ 11371-78	20	0,006	
	ГОСТ 15836-79	Мастика битумно-резиновая	31,50		кг

- * Размер для справок.
- Строющая организация обязана согласовать сроки производства строительных работ с организацией, в ведении которой находится кабель и известить ее о начале и окончании работ в месте пересечения.
- Вскрытие кабеля и установка защитного футляра должны производиться в присутствии представителя организации, в ведении которой находится кабель.
- Работы по строительству (демонтажу) газопровода, включая рытье траншеи под газопроводом, разрешается производить после сооружения защитного футляра.
- Кабель откопать, тщательно очистить его от земли.
- Приварить ушки к двум швеллерам с шагом 1500 мм.
- Заклечь кабель в короб из двух швеллеров согласно чертежу и стянуть болтами за ушки.
- Весь защитный футляр покрыть битумно-резиновой мастикой в два слоя (ГОСТ 15836-79).
- Засыпать концы защитного футляра по 1,5 м слоями грунта толщиной не более 0,1м с тщательным уплотнением.

Согласовано
Взам. инб. №
Подпись и дата
Инб. № подл.

8000.253.037.П.0002.02/1732-1-ТКР.ГЧ					
Межпоселковый газопровод с. Лежебоково - д.Малосухоязово Бирского района Республики Башкортостан					
Изм.	Колуч.	Лист	N док	Подпись	Дата
Разраб.	Билалов			<i>[Signature]</i>	16.03.22
Пров.	Муратова			<i>[Signature]</i>	16.03.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения				Стадия	Лист
				п	6
Конструкция защитного футляра подземного кабеля на пересечениях					
Н. контр.	Петухова		<i>[Signature]</i>		
ГИП	Никитина		<i>[Signature]</i>	16.03.22	