



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

Заказчик – ООО «Газпром межрегионгаз»

**МЕЖПОСЕЛКОВЫЙ ГАЗОПРОВОД К ДЕР. МИЛЁНКИ
ДЗЕРЖИНСКОГО РАЙОНА КАЛУЖСКОЙ ОБЛАСТИ**

**Межпоселковый газопровод к дер. Милёнки Дзержинского района
Калужской области**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Линейная часть

3058.085.П.0/0.0002-ТКР1

Том 3.1

2023



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

Заказчик – ООО «Газпром межрегионгаз»

**МЕЖПОСЕЛКОВЫЙ ГАЗОПРОВОД К ДЕР. МИЛЁНКИ
ДЗЕРЖИНСКОГО РАЙОНА КАЛУЖСКОЙ ОБЛАСТИ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Линейная часть

3058.085.П.0/0.0002-ТКР1

Том 3.1

Заместитель директора
филиала по производству

Главный инженер проекта



Ю.М. Комиссаров

Г.С. Достанова

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

Обозначение	Наименование	Стр.	Примечание
3058.085.П.0/0.0002-ТКР1-С	Содержание тома 3.1	2	
3058.085.П.0/0.0002-ТКР1.ТЧ	Текстовая часть	3-38	
3058.085.П.0/0.0002-ТКР1.ГЧ	Графическая часть	39-45	

Согласовано		

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

						3058.085.П.0/0.0002-ТКР1-С			
Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата				
Разработал	Ракитина				12.2023	Содержание тома 3.1	Стадия	Лист	Листов
Проверил	Жидкова				12.2023		П		1
Н.контр.	Петухова				12.2023				
ГИП	Достанова				12.2023				

Список исполнителей**Отдел проектирования линейной части газопроводов:**

Начальник отдела		04.12.2023	П.С. Бабусенко
Заместитель начальника отдела		04.12.2023	О.К. Жидкова
Инженер-проектировщик I категории		04.12.202	А.М. Ракитина

Нормоконтроль:

Главный специалист		04.12.202	А.Н. Петухова
--------------------	---	-----------	---------------

Бюро ГИП:

ГИП		04.12.202	Г.С. Достанова
-----	---	-----------	----------------

Содержание

Обозначения и сокращения	4
1 Перечень нормативной документации	5
2 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	7
2.1 Топографические условия	7
2.2 Инженерно-геологические условия.....	7
2.3 Гидрологические условия.....	8
2.4 Метеорологические и климатические условия	8
3 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.)	11
4 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	12
5 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта.....	14
6 Сведения о категории и классе линейного объекта	16
7 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта	17
8 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе надежность, устойчивость, экономичность, возможность автоматического регулирования, минимальность выбросов (сбросов) загрязняющих веществ, компактность, использование новейших технологий)	18
9 Перечень мероприятий по энергосбережению	20
10 Сведения о численности и профессионально-квалифицированном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	21
11 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта	22
12 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта	23

13	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта.....	25
14	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	26
15	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащённость..	27
16	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях (при необходимости)	28
17	Основные проектные решения	29
17.1	Газопроводы.....	29
17.2	Запорная арматура.....	30
17.3	Пересечение газопровода с водными преградами	31
17.4	Пересечение и сближение газопровода с автомобильными дорогами	31
17.5	Пересечение и сближение газопровода с подземными коммуникациями	31
17.6	Пересечение и сближение газопровода с надземными коммуникациями.....	32
17.7	Обозначение трассы газопровода	32
17.8	Сварочно-монтажные работы, контроль качества	33
17.9	Испытание газопровода на герметичность	34
17.10	Защита газопровода от коррозии	35

Обозначения и сокращения

КИП	-	контрольно-измерительный пункт
ВЛ	-	воздушная линия электропередач
ИГЭ	-	инженерно-геологический элемент
КУ	-	крановый узел
ТТ	-	технические требования
ТУ	-	технические условия
ГНБ	-	горизонтально-направленное бурение
ГРПШ	-	газорегуляторный пункт шкафной

1 Перечень нормативной документации

- При разработке проектной документации использованы следующие нормы и правила:
- Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ;
 - Федеральный закон № 69-ФЗ от 21.12.1994 г. О пожарной безопасности;
 - Федеральный закон № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. Технический регламент. О требованиях пожарной безопасности;
 - Федеральный закон № 116-ФЗ от 21.07.1997 г. О промышленной безопасности опасных производственных объектов;
 - Федеральный закон № 117-ФЗ от 10 июля 2012 г. О внесении изменений в Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
 - Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, утвержденный постановлением правительства РФ от 29.10.2010 №870;
 - Федеральный закон №384-ФЗ от 30.12.2009 Технический регламент о безопасности зданий и сооружений;
 - Постановление Правительства РФ № 87 от 16 февраля 2008 г. О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию;
 - Постановление Правительства РФ № 1479 от 16.09.2020 г. Правила противопожарного режима в Российской Федерации;
 - ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. «Пожарная безопасность. Общие требования»;
 - ГОСТ Р 21.101-2020 СПДС. «Основные требования к проектной и рабочей документации»;
 - ГОСТ 21.710 -2021 СПДС. «Правила выполнения рабочей документации наружных сетей газоснабжения»;
 - ГОСТ 1508-78 «Межгосударственный стандарт. Кабели контрольные с резиновой и пластмассовой изоляцией. Технические условия»;
 - ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов»;
 - ГОСТ 34715.0-2021 «Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть 0. Общие положения»;
 - ГОСТ 34715.1-2021 «Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть1. Полиэтиленовые газопроводы»;
 - ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения»;
 - ГОСТ Р 58121.1-2018 «Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен. Часть1. Общие положения»;
 - ГОСТ Р 58121.2-2018 «Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен. Часть2. Трубы.»;
 - ГОСТ Р 58121.3-2018 «Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен. Часть3. Фитинги»;
 - ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
 - ГОСТ 14254-2015 «Межгосударственный стандарт. Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)»;
 - ГОСТ 15150-69 «Межгосударственный стандарт. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия

эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды;

ГОСТ 10705-80. Трубы стальные электросварные. Технические условия;

СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

СП 62.13330.2011* «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002»;

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 131.13330.2020 «Строительная климатология»;

ПУЭ 7 Правил устройства электроустановок. Седьмое издание;

РД 153-39.4-091-01 «Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от коррозии»;

Правила охраны газораспределительных сетей» от 20.11.2000 г. №878.

Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления от 15.12.2020 г. №531.

2 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта

2.1 Топографические условия

В административном отношении участок изысканий расположен в Дзержинском районе Калужской области.

Участок изысканий расположен в центре Восточно-Европейской равнины.

В структурно-тектоническом отношении территория Калужской области соответствует центральной части Русской платформы. Большая часть относится к Московской синеклизе, южные районы области – к северному склону Воронежской антеклизы и небольшая часть на северо-востоке области – к зоне пачелмского (Рязано-Саратовского) прогиба.

В геоморфологическом отношении рельеф приурочен к области моренного рельефа в пределах Московского оледенения. Рельеф пологоволнистый, местами всхолмленный и представлен расчлененными зандровыми равнинами. Участок изысканий расположен на Угринской низине.

Орографические условия территории обусловлены расположением в пределах Среднерусской возвышенности. Рельеф на участке работ от равнинного с углом наклона поверхности до 2-х градусов, до пересеченного с углом наклона поверхности до 8-ми градусов в долине р. Гражданка.

Абсолютные отметки высот колеблются от 136.50 до 180.50 м в Балтийской системе высот.

В физико-географическом отношении участок изысканий расположен в лесной природной зоне.

Система координат – МСК-40.

Система высот – Балтийская 1977 г.

Сечение рельефа горизонталями через 0,5 м

2.2 Инженерно-геологические условия

В геологическом строении участка работ, до разведанной глубины 11,0 м выделено четыре стратиграфо-генетических комплекса:

-современный стратиграфо-генетический комплекс: представлен почвенно-растительным слоем.

-верхнечетвертичный стратиграфо-генетический комплекс современных аллювиальных отложений в пойменной части р. Гражданка: представленный супесью темно-серой пластичной и песком мелким коричневым средней плотности средней степени водонасыщения.

-нерасчлененный комплекс водно-ледниковых отложений: представленный суглинком коричневым тугопластичным с прослоями до 5 см песка мелкого.

-стратиграфо-генетический комплекс морены московского оледенения: представленный дресвяным грунтом с суглинистым заполнителем.

2.3 Гидрологические условия

Гидрографическая сеть района принадлежит к бассейну Каспийского моря. Густота речной сети для территории участка изысканий равна 0,46-0,50 км/км². Преобладающее количество водотоков района представляет собой типичные равнинные реки с широкими пойменными долинами и спокойным течением. Поймы малых рек ровные, луговые. Русла реки извилистые, с песчаным или глинисто-песчаным дном.

Гидрографическая часть на участке изысканий представлена р. Гражданка, и 3 ложбинами. Водная система: р. Гражданка – р. Угра – р. Ока – р. Волга – Каспийское море.

2.4 Метеорологические и климатические условия

Согласно схематической карте климатического районирования для строительства исследуемая территория расположена в районе ПВ.

Климатическая характеристика приводится по данным метеорологической станции Калуга, дополнительные климатические данные (в случае отсутствия по м.ст. Калуга) приведены по метеостанции Можайск.

Температура воздуха

Средняя годовая температура воздуха на участке изысканий составляет 4,7 °С. Самый холодный месяц – январь со средней температурой воздуха минус 9,1 °С, самый теплый - июль со средней температурой воздуха 18,1 °С (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С, 1884-2020 гг., м. ст. Калуга

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-9.1	-8.4	-3.3	5.3	12.5	16.2	18.1	16.5	11.0	4.9	-1.4	-6.2	4.7

В соответствии с требованиями Федерального закона № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» сведения о температуре воздуха приведены по СП 131.13330.2020 «Строительная климатология». Расчётные температуры наружного воздуха холодного периода определенные по данным м. ст. Калуга составляют:

- абсолютный минимум температуры воздуха – минус 46 °С;
- температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 – минус 33 °С, обеспеченностью 0,92 – минус 30 °С;
- температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 – минус 28 С, обеспеченностью 0,92 – минус 25 °С;
- температура воздуха обеспеченностью 0,94 равна минус 13°С.

Расчётные температуры наружного воздуха теплого периода определенные по данным м. ст. Калуга составляют:

- абсолютный максимум температуры воздуха – 38 °С;
- температура воздуха тёплого периода года обеспеченностью 0,95 составляет 22,0 °С, обеспеченностью 0,98 – 26,0 °С;
- средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца 24,2 °С.

В таблице 2.2 и 2.3 приведены характеристики холодного и теплого периода.

Таблица 2.2 – Климатические параметры холодного периода года

Климатическая характеристика	м. ст. Калуга
Наиболее холодных суток обеспеченностью 0.98, °С	-33
Наиболее холодных суток обеспеченностью 0.92, °С	-30
Наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0.98, °С	-28
Наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0.92, °С	-25
Температура воздуха обеспеченностью 0.94 (соответствует температуре воздуха наиболее холодного периода), °С	-13
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-46
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С	7.4
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ≤ 0 °С, дни/средняя температура	139/-5.8
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ≤ 8 °С, дни/средняя температура периода	208/-2.5
Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха ≤ 10 °С, дни/средняя температура периода	226/-1.6
Средняя месячная относительная влажность наиболее холодного месяца, %	85
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца, %	80
Количество осадков за ноябрь-март, мм	215
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль	3
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	3.9
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 °С	3.5

Таблица 2.3 – Климатические параметры теплого периода года

Климатическая характеристика	м. ст. Калуга
Барометрическое давление, гПа	992
Температура воздуха обеспеченностью 0.95	22
Температура воздуха обеспеченностью 0.98	26
Средняя максимальная температура воздуха наиболее тёплого месяца	24.2
Абсолютная максимальная температура воздуха	38
Средняя суточная амплитуда температуры наиболее тёплого месяца	11.5
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	75
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %	58
Количество осадков за апрель-октябрь, мм	427
Суточный максимум осадков, мм	79
Преобладающее направление ветра за июнь-август	3
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	0.0

Температура почвы

Годовой ход температуры поверхности почвы в целом повторяет ход температуры воздуха. Летом измерение производится на поверхности почвы, освобожденной от растительности, зимой – на поверхности снега. Средняя температура поверхности почвы составляет 5,5 °С. Данные по температуре поверхности почвы приведены в таблице 24.

Таблица 2.4 – Средняя месячная и годовая температура поверхности почвы, °С, 1966-2020 гг., м. ст. Калуга

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Калуга	-9.4	-9.4	-3.6	5.2	14.3	19.2	21.2	18.7	11.5	4.6	-1.8	-6.6	5.5

3 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.)

Морозное пучение

Деформации морозного пучения на исследуемом участке работ фиксируются при сезонном промерзании и оттаивании грунтов (в зоне сезонно-морозного слоя).

На основании выводов инженерно-геологических изысканий грунты классифицируются:

- ИГЭ-1 – грунты классифицируются как среднепучинистые;
- ИГЭ-2 – грунты классифицируются как слабопучинистые;
- ИГЭ-3 – грунты классифицируются как среднепучинистые;
- ИГЭ-4 – грунты классифицируются как слабопучинистые.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунта составляет:

- суглинки – 1,22 м;
- пески мелкие и супесь – 1,48 м;
- дресвяный грунт – 1,80 м.

Подтопление

В соответствии с выводами инженерно-геологических изысканий участок проектирования, по локализации процесса подтопления относится:

- в месте пересечения трассы проектируемого межпоселкового газопровода р. Гражданка на ПК46+50-ПК47+20 с учетом глубины заложения газопровода и уровня грунтовых водподнятия следует отнести к п. I-A-1 постоянно подтопленной в естественных условиях;

- на ПК29+46, ПК41+26 трассы проектируемого межпоселкового газопровода капиллярного поднятия следует отнести к п. I-A-2 сезонно (ежегодно) подтапливаемые;

- остальные участки проектирования с учетом возможного образования «верховодки» за счёт затруднённой инфильтрации атмосферных осадков в водообильные периоды года на кровле глинистых слабоводопроницаемых грунтов можно типизировать как II-A₂ - потенциально подтопляемые в результате экстремальных природных.

Сейсмичность

Согласно СП 14.13330.2018, исходная сейсмическая интенсивность по карте ОСР-2015 (карта В) – 5 баллов.

В соответствии с данными инженерно-геологических изысканий, исследуемая территория по категории опасности природных процессов оценивается следующим образом:

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

4 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта

Ниже приведена характеристика выделенных в разрезе инженерно-геологических элементов

В результате анализа частных значений показателей физико-механических свойств грунтов, с учетом геологического строения и их литологических особенностей, на исследуемой территории, до разведанной глубины 4,0-11,0 м, выделено 4 инженерно-геологических элементов (ИГЭ):

-ИГЭ 1 – суглинок легкий песчаный тугопластичный водонепроницаемый среднедеформируемый;

-ИГЭ 2 – дресвяный грунт неоднородный с суглинистым заполнителем; заполнитель (44%) - суглинок легкий пылеватый полутвердый;

-ИГЭ 3 – супесь пластичная слабопроницаемая сильнодеформируемая;

-ИГЭ 4 – песок мелкий однородный средней степени водонасыщения средней плотности водонепроницаемый.

Нормативные и расчетные характеристики грунтов по результатам лабораторных и полевых исследований приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Нормативные и расчетные характеристики грунтов по результатам лабораторных и полевых исследований

Наименование показателя	ИГЭ-1 Суглинок легкий песчаный тугопластичный водонепроницаемый среднедеформируемый	ИГЭ-2 Дресвяный грунт неоднородный с суглинистым заполнителем; заполнитель (44%) - суглинок легкий пылеватый полутвердый	ИГЭ-3 Супесь пластичная слабопроницаемая сильнодеформируемая	ИГЭ-4 Песок мелкий однородный средней степени водонасыщения средней плотности водонепроницаемый
1	2	3	4	5
Влажность природная, W (д.ед.)	<u>0,240</u> 0,244/0,246	<u>0,208</u> 0,213/0,216	<u>0,240</u> 0,244/0,246	<u>0,161</u> 0,164/0,166
Влажность текучести, Wl (д.ед.)	0,312	0,283	0,258	-
Влажность раскатывания, Wp (д.ед.)	0,204	0,194	0,204	-
Число пластичности	0,106	0,089	0,054	-
Показатель текучести, П (д.ед.)	0,34	0,16	0,67	-
Плотность природного грунта, ρ , (г/см ³)	<u>1,99</u> 1,99/1,98	<u>2,08</u> 2,07/2,07	<u>1,72</u> 1,71/1,71	<u>1,85</u> 1,84/1,84
Плотность сухого грунта, ρ_d (г/см ³)	1,60	1,72	1,39	1,59
Плотность частиц грунта, ρ_s (г/см ³)	2,71	-	2,69	2,66
Коэффициент пористости, e (д.ед.)	0,694	-	0,935	0,673
Коэффициент водонасыщения, Sr (д.ед.)	0,940	-	0,69	0,64

Угол внутреннего трения, φ_n (град.) в природном состоянии (лабор.)	<u>22</u> 21/21	-	<u>22</u> 21/20	-
Наименование показателя	ИГЭ-1 Суглинок легкий песчанистый тугопластичный водонепроницаемый среднедеформируемый	ИГЭ-2 Дресвяный грунт неоднородный с суглинистым заполнителем; заполнитель (44%) - суглинок легкий пылеватый полутвердый	ИГЭ-3 Супесь пластичная слабоводопроницаемая сильнодеформируемая	ИГЭ-4 Песок мелкий однородный средней степени водонасыщения средней плотности водонепроницаемый
1	2	3	4	5
Угол внутреннего трения, φ_n (град.) в водонасыщенном состоянии (лабор.)	<u>21</u> 21/21	-	-	-
Угол внутреннего трения, φ_n (град.) в природном состоянии (стат.зонд)	<u>22</u> 21/21	-	<u>21</u> 20/20	<u>31</u> 30/30
Сцепление, c_n (МПа) в природном состоянии (лабор.)	<u>0,025</u> 0,024/0,024	-	<u>0,012</u> 0,011/0,010	-
Сцепление, c_n (МПа) в водонасыщенном состоянии (лабор.)	<u>0,023</u> 0,022/0,021	-	-	-
Сцепление, c_n (Мпа) в природном состоянии (стат.зонд)	<u>0,025</u> 0,024/0,024	-	<u>0,011</u> 0,011/0,011	-
Модуль деформации, E_0 (МПа)	По СП 22.13330.2016 (Приложение А)	22	-	28
Угол внутреннего трения, φ_n (град.)		<u>0,022</u>	-	32
Сцепление, c_n (МПа)		<u>0,028</u>	-	0,002
Модуль деформации, E_0 (МПа) в природном/водонас. состоянии (лабор.)	15,4/14,8	-	7,6	-
Модуль деформации, E_0 (Мпа) (стат.зонд.)	16,5	-	9,5	19,5
Расчетное сопротивление R_0 (кПа)	226	400	183	200
Коэффициент истираемости	-	0,27	-	-

5 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта

Гидрогеологические условия района участка работ по данным бурения до глубины 11,0м характеризуются наличием одного водоносного горизонта подземных вод:

- приуроченного к комплексу современных аллювиальных отложений (aIV). Подземные воды по режиму питания относятся к смешанному типу: подземно-паводковые и техногенные (сельскохозяйственная деятельность, негативное антропогенное воздействие). В режиме уровня грунтовых вод характерным является весенний подъем, происходящий за счет инфильтрации талых вод и атмосферных осадков. Разгрузка подземных вод происходит в местную гидрографическую сеть.

Основной водоупор не вскрыт. Водоносные горизонты безнапорные.

Гидрогеологические наблюдения проводились в октябре 2023 г. На момент изысканий на участке работ грунтовые воды вскрыты на ПК46 – ПК47+80 пойменной части р. Гражданка трассы проектируемого газопровода. Вскрыт скважинами №№25а, 26, 26а и 27 на глубине 0,2-6,6 м, абсолютные отметки 137,1-138,7 мБС. Приурочены к комплексу *современных аллювиальных отложений (aIV)*, водовмещающими грунтами является супесь пластичная ИГЭ-3. Грунтовые воды гидравлически связаны с поверхностными водами ручья без названия. Амплитуда колебаний уровня грунтовых вод на участке по данным многолетних наблюдений составляет около 1,0 м.

Подземные воды двух водоносных горизонтов по режиму питания относятся к смешанному типу: подземно-паводковые и техногенные (сельскохозяйственная деятельность, негативное антропогенное воздействие). В режиме уровня грунтовых вод характерным является весенний подъем, происходящий за счет инфильтрации талых вод и атмосферных осадков. Разгрузка подземных вод происходит в местную гидрографическую сеть.

Во время водообильного периода года возможно формирование подземных вод локального характера типа «верховодка» за счет таяния снега и инфильтрации атмосферных осадков с дневной поверхности в толщу слабопроницаемых грунтов.

В результате техногенного изменения гидрогеологических условий, наибольшую вероятность значительного повышения уровня подземных вод или образования нового техногенного водоносного горизонта следует ожидать на участках с близким залеганием водоупора, сложенной слабопроницаемыми грунтами, при отсутствии естественных дрен.

Подземные воды по химическому составу сульфатно-хлоридно-гидрокарбонатные, магниевые-кальциевые, с общей минерализацией 0,34 – 0,42 г/л. Подземные воды по минерализации классифицируются как весьма пресные, по водородному показателю (рН-6,9-7,1) классифицируются от слабокислых до слабощелочные.

По содержанию основных компонентов, в подземные воды в пределах участка изысканий по водородному показателю рН, бикарбонатная щелочность, соли магния, аммония, едкие щелочи - неагрессивные по отношению к бетону марки W4 - W12.

Подземные воды по содержанию сульфатов в пересчете на ионы SO_4^{2-} в пределах участка изысканий неагрессивны по отношению к бетону марки W4 – W8 по водонепроницаемости на цементе группы I, II, III по сульфатостойкости при содержании ионов HCO_3 – от 2,5 до 2,9 мг-экв/л.

Коэффициенты фильтрации водовмещающих пород по лабораторным и справочным данным составляют ИГЭ-3 – супесь пластичная – 0,08-0,09 м/сут (слабоводопроницаемый).

6 Сведения о категории и классе линейного объекта

Согласно таблице 1 - СП 62.13330.2011*, по рабочему давлению проектируемый газопровод подразделяется на следующие категории:

- от точки врезки до входа в ГРПШ - газопровод высокого давления 2-ой категории $P \leq 0,6$ МПа;
- от выхода из ГРПШ до заглушки газопровод низкого давления $P \leq 0,003$ МПа.

Проектируемый линейный объект относится к сетям газораспределения, согласно техническому регламенту «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления».

Согласно ФЗ-116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» 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.

7 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта

Пропускная способность газопровода рассчитана исходя из требуемого расхода газа потребителями.

Сведения об объеме потребления газа приняты согласно техническим условиям на подключение (технологическое присоединение) проектируемой сети газораспределения к сетям газораспределения № 4846/472 от 10.10.2023 АО «Газпром газораспределение Калуга».

Общий максимальный расход газа по объекту с учетом перспективного строительства составляет 244,08 м³/ч, в том числе:

- дер. Миленки Q=33,25 м³/ч;
- перспектива Q=210,83 м³/ч;

Основные технические решения, заводы-изготовители, применяемого в проекте оборудования, диаметр проектируемого газопровода, принят на основании согласованного тома «Предварительных технико-экономических параметров», письмо АО «Газпром межрегионгаз» от 20.11.2023 № АБ-15/8273.

Фактическое давление в точке подключения, согласно письму, об обеспечении высокого давления в точке подключения №ТД-06/2488 от 07.06.2022 АО «Газпром газораспределение Калуга» составляет ≤ 0,31 МПа.

Транспортируемая среда – природный газ по ГОСТ 5542-2014.

8 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе надежность, устойчивость, экономичность, возможность автоматического регулирования, минимальность выбросов (сбросов) загрязняющих веществ, компактность, использование новейших технологий)

Выбор технических устройств, материала и конструкции труб и соединительных деталей, защитных покрытий, вида и способа прокладки газопровода выполнен с учетом требований п.21; 31; п.35 «Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления», статьи 15 федерального закона №384-ФЗ от 30.12.2009, ГОСТ 34670-2020, ГОСТ 34715.0-2021; ГОСТ 34715.1-2021.

Для снижения давления газа с высокого 2 категории $P_{N\leq 0,6}$ МПа до низкого $P_{N\leq 0,003}$ МПа и автоматического поддержания выходного давления на заданном уровне независимо от изменения расхода и входного давления, автоматического прекращения подачи газа при аварийных повышении или понижении входного давления сверх заданных пределов проектом предусмотрена установка газорегуляторных пунктов:

- ГРПШ-РДНК-32-1/1-4-43-ОГ-УХЛ1-СГ в дер. Милёнки.

Характеристики ГРПШ приведены в таблице 8.1.

Проектом предусмотрена: молниезащита и заземление ГРПШ (см. 3058.085.П.0/0.0002-ТКР4, том 3.4).

Площадка ГРПШ защищаются от несанкционированного доступа к ним посторонних лиц решетчатым ограждением (см. 3058.085.П.0/0.0002 – ТКР3 том 3.2).

В качестве отключающих устройств, проектными решениями предусмотрено применение кранов шаровых, стальных, подземных, DN100. Характеристику отключающих устройств см. раздел 17.2.

Технические характеристики ГРПШ приведены в таблице 8.1

Таблица 8.1 – Технические характеристики ГРПШ-РДНК-32-1/1-4-43-ОГ-УХЛ1-СГ дер. Милёнки

Параметр	показатель
Максимальный расход газа м ³ /ч	33,25
Минимальный расход газа м ³ /ч	3,32
Регулируемая среда	Природный газ по ГОСТ 5542-2014
Диапазон температур, °С: - рабочей среды: - окружающего воздуха:	от «минус 10» до «+25» от «минус 46» до «+38»
Регуляторы давления газа: (основная и резервная линии редуцирования)	РДНК- 32/6
Загрузка регулятора	31,6
Давление газа на входе max, МПа	0,6
Давление газа на входе факт., МПа	0,31
Давление газа на выходе: max, МПа	0,003
Максимальная пропускная способность при $P_{вх.max}$ 0,6МПа, м ³ /ч	105,0

Параметр	показатель
Максимальная пропускная способность при $P_{вх.маx} 0,31$ МПа, м ³ /ч	55,15
Давление срабатывания ПСК, МПа	0,003375
Давление срабатывания ПЗК, МПа	0,0075
Класс герметичности запорного органа ПЗК по ГОСТ 9544-2015	А
Способ обслуживания	двустороннее
Обогрев	газовый
Срок службы ГРПШ не менее, лет	30

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.

Поставка ГРПШ предусмотрена с основной и резервной линией редуцирования в металлическом отопляемом (газом) шкафу со счётчиком газа на отопление с комплектом сбросных и продувочных свечей с креплением, с отсеком для телеметрии.

Внутренняя обвязка ГРПШ (регуляторы давления, фильтры, краны и т. д.) подбирает и рассчитывает завод изготовитель, согласно опросным листам, предоставленных проектной организацией ООО «Газпром проектирование».

Вентиляция ГРПШ производится через подрезы в дверцах.

Подъезд к ГРПШ предусмотрен в виде дороги с твердым покрытием.

Для достижения стабильности ГРПШ, параметры настройки уточнить при пуско-наладочных работах.

Срок эксплуатации полиэтиленового газопровода устанавливается в соответствии с требованиями СП 42-103-2003 п.5.46 – 50 лет.

Срок эксплуатации стального газопровода устанавливается в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58094-2018 п.7.3 – 50 лет.

Срок эксплуатации запорной арматуры устанавливается в соответствии с требованиями ГОСТ Р 56001-2014 таблица Г.2 – 30 лет.

Срок эксплуатации ГРПШ, согласно паспорту завода – изготовителя – 30 лет.

Обязательным условием для применения технических устройств, оборудования, материалов и изделий, применяемым на опасном производственном объекте является наличие документов, подтверждающие их соответствие обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации в ст.7 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в ст. 20, 23 Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

В соответствии с этим условием в проекте применено оборудование, имеющее декларации о соответствии Евразийского экономического союза, подтверждающие соответствие требованиям ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», а также сертификата соответствия, выданный системой добровольной сертификации ГАЗСЕТ.

9 Перечень мероприятий по энергосбережению

Проектом предусмотрены следующие решения и мероприятия, направленные на эффективное использование энергетических ресурсов:

- применение полиэтиленовых труб по для прокладки газопроводов высокого давления ($P \leq 0,6 \text{ МПа}$), не требующих электрохимической защиты газопровода от коррозии, обеспечивающее экономию электрической энергии;
- применение регуляторов давления на ГРПШ обеспечивает экономное газопотребление и рациональное использование газа.

Энергетическая эффективность проектируемых сетей газораспределения должна обеспечиваться за счет их герметичности (отсутствие утечек газа).

При строительстве данного объекта необходимо эффективно использовать энергетические ресурсы. Строительство необходимо вести в светлое время суток в летний период года. Продукция предусмотрена с наивысшим классом энергетической эффективности.

Проектом разработан оптимальный вариант трассировки газопровода, его глубина залегания, что позволит экономить энергоресурсы в период строительства, а в местах, где открытая прокладка затруднена, применяется метод ГНБ.

10 Сведения о численности и профессионально-квалифицированном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащённость рабочих мест

Потребность строительства в основных машинах, механизмах и транспортных средствах 3058.085.П.0/0.0002 - ПОС том 4.

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

В составе проектируемого объекта отсутствуют здания и сооружения, предусматривающие постоянное присутствие персонала. Обслуживание проектируемого объекта предусматривается силами существующего персонала эксплуатирующей организации - АО «Газпром газораспределение Калуга».

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

Эксплуатация газового хозяйства, техническое обслуживание, ремонт газопроводов и газового оборудования должны осуществляться в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» утвержденных приказом N 531 от 15.12.2020г.; Правила технической эксплуатации и требованиям безопасности труда в газовом хозяйстве, а также согласно инструкциям заводов-изготовителей и производственных инструкций, обеспечивающих безопасное проведение работ, согласованных с Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

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 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на данный вид работ в области промышленной безопасности и соблюдать требования промышленной безопасности в объеме выше указанного Федерального закона, 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 выполнения 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 быть обучены действиям в случае аварии, правилам пользования средствами индивидуальной защиты, способом оказания первой помощи, аттестованы и пройти проверку знаний в области промышленной безопасности.

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 июля 1997г № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» 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 выполнении работ по прокладке газопровода методом ГНБ запрещается:

- посторонним лицам находиться на площадке;
- прикасаться к вращающейся штанге;
- использовать ручные инструменты для рассоединения штанг.

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 происшедшей 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 прокладке 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.

13 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта

Автоматизированная система управления технологическими процессами распределения газа (АСУ ТП РГ) для ГРПШ данного объекта не предусматривается согласно следующим документам:

- п. 3.42 СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб»;

- опросного листа для изготовления ГРПШ;

В проектируемом ГРПШ в комплекте поставки предусмотрены:

- приборы визуального контроля, согласно действующим НТД.

- катушка-имитатор по присоединительным размерам, с длинами прямых участков до и после неё соответствующих выбранному типоразмеру счетчика измерительного комплекса газа, обеспечивающую возможность установки измерительного комплекса в дальнейшем;

- закладные конструкции для установки в дальнейшем датчиков открытия дверей ГРПШ;

- дополнительный блок-бокс размером (ВхШхГ) 600х600х400, для возможности дальнейшего размещения АСУГ ПРГ и беспрепятственное обслуживание оборудования АСУ.

14 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»

Проектируемый объект не является объектом транспортной инфраструктуры, но расположен на расстоянии менее 200 м от границы земельного участка, предоставленного для размещения объектов транспортной инфраструктуры.

В соответствии с «Требованиями по обеспечению транспортной безопасности объектов транспортной инфраструктуры по видам транспорта на этапе их проектирования и строительства», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2020 года N 2418, учитывающих любые уровни безопасности объектов транспортной инфраструктуры и транспортных средств, предусмотренные статьей 7 Федерального закона №16 «О транспортной безопасности» от 09.02.2007 г. с изм. от 06.07.2016 г, устанавливается следующее:

—своими действиями и (или) бездействием не создавать условий, способствующих совершению актов незаконного вмешательства в отношении объекта транспортной инфраструктуры;

—незамедлительно информировать субъект транспортной инфраструктуры о подозрениях или фактах возможной подготовки совершения акта незаконного вмешательства в отношении объекта транспортной инфраструктуры;

—организовать контроль за входом (выходом) физических лиц, въездом (выездом) транспортных средств, вносом (выносом), ввозом (вывозом) грузов и иных материальных объектов на объект, в том числе в целях предотвращения возможности размещения или попытки размещения взрывных устройств (взрывчатых веществ), проноса (провоза) оружия и боеприпасов.

Указанные требования являются обязательными для исполнения юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями и физическими лицами, являющимися собственниками либо владеющими указанными объектами (зданиями, строениями, сооружениями) на ином законном основании.

15 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащённость

Согласно требованиям Федерального закона №116-ФЗ от 21 июля 1997г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изм. от 11.06.2021г.) и «Правил безопасности сетей газораспределения и газопотребления», утвержденного Постановлением Правительства РФ № 870 от 29.10.2010г., в каждой организации из числа руководителей или специалистов, прошедших аттестацию, назначаются лица, ответственные за безопасную эксплуатацию опасных производственных объектов систем газоснабжения в целом и за каждый участок (объект) в целом.

К обязанностям ответственного за безопасную эксплуатацию опасных производственных объектов газопотребления относятся:

—участие в рассмотрении проектов газоснабжения и в работе комиссий по приемке газифицируемых объектов в эксплуатацию;

—разработка инструкций, плана локализации и ликвидации аварийных ситуаций, планов взаимодействий;

—участие в комиссиях по аттестации персонала в области промышленной безопасности;

—проверка соблюдения установленного Правилами порядка допуска специалистов и рабочих к самостоятельной работе;

—осуществление производственного контроля за соблюдением требований безаварийной и безопасной эксплуатации опасного производственного объекта, выполнением планов ремонта газопроводов и газового оборудования, проверкой правильности ведения технической документации при эксплуатации и ремонте;

—недопущение ввода в эксплуатацию газоиспользующих установок, не отвечающих требованиям настоящих Правил;

—приостановка работы неисправных газопроводов и газового оборудования, а также введенных в работу и не принятых в установленном порядке;

—выдача руководителям подразделений, начальнику газовой службы предписаний по устранению нарушений требований настоящих Правил и контроль за их выполнением;

—контроль и оказание помощи ответственности лицам за эксплуатацию опасных производственных объектов газопотребления, разработку мероприятий и планов по замене и модернизации газового оборудования;

—организация и проведение тренировок со специалистами и рабочими по ликвидации возможных аварийных ситуаций;

—участие в обследованиях, проводимых органами Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

16 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях (при необходимости)

По результатам лабораторный определений степени пучинистости грунтов по относительной деформации пучения грунты:

- ИГЭ-1 – грунты классифицируются как среднепучинистые;
- ИГЭ-2 – грунты классифицируются как слабопучинистые;
- ИГЭ-3 – грунты классифицируются как среднепучинистые;
- ИГЭ-4 – грунты классифицируются как слабопучинистые.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунта составляет:

- ИГЭ-1 суглинки – 1,22 м;
- ИГЭ-4; ИГЭ-3 пески мелкие и супесь – 1,48 м;
- ИГЭ-2 дресвяный грунт – 1,80 м.

Глубина прокладки газопровода в среднепучинистых грунтах (ИГЭ-1, 3) в соответствии с п.5.6.4 СП. 62.13330.2011* принимается не менее 0,9 расчетной глубины до верха трубы.

Глубина прокладки газопровода, до верха трубы, в среднепучинистых грунтах составляет $0,9 \times 1,1 \times 1,22 = 1,21$ м.

На участке прокладки газопровода в слое ИГЭ-2 (дресвяные грунты) проектом предусмотрены укладка газопровода на песчаное основание толщиной 10 см и засыпка песком на высоту 20 см от верхней образующей трубопровода. Глубина прокладки газопровода, до верха трубы, в грунтах слоя ИГЭ-2 принята не менее 1,0 до верха трубы.

Для уменьшения негативного воздействия сил морозного пучения вертикальные участки газопровода, контрольные трубки следует засыпать в радиусе 0,5 м несмерзающимся сыпучим грунтом (песком среднезернистым) на всю глубину.

На участках трассы газопровода, расположенных от границ грунтов с различной степенью деформации, в обе стороны, на расстоянии, равном 50 диаметрам, проектом предусмотрено выполнить песчаное основание под газопровод, толщиной 0,1 м и засыпку толщиной 0,2 м.

При прокладке подземного газопровода на участках с высоким уровнем грунтовых вод и участках с 2% обеспеченностью, для обеспечения устойчивого положения газопровода, во избежание всплытия, предусматривается балластировка газопровода пригрузами-контейнерами текстильными, модернизированными, типа УБТЬ/С, заполненные минеральным непучинистым грунтом (местный грунт ИГЭ-1, плотностью 1970 кг/м³). Шаг укладки и вес определяется расчетом. Расстояние в свету от края перегруза до сварного соединения газопровода должно быть не мене 0,5 м. Характеристику пригрузов см. таблицу 16.1.

Таблица 16.1- Характеристика пригрузов

Пикет установки балластирующих устройств	Тип пригруза	Шаг (м)	Количество
ПК29+43,0-ПК29+55,1	ПТБК-ГС-130	2,6	5
ПК41+20-ПК41+27,4	ПТБК-ГС-130	2,6	3

17 Основные проектные решения

17.1 Газопроводы

Объект: «Межпоселковый газопровод к дер. Милёнки Дзержинского района Калужской области» включен в Программу газификации регионов Российской Федерации.

Точка подключения проектируемого газопровода, согласно «Технических условий на подключение (технологическое присоединение) проектируемой сети газораспределения к сетям газораспределения» № 4846/472 от 10.10.2023, выданных АО «Газпром газораспределение Калуга»: существующий подземный полиэтиленовый межпоселковый газопровод высокого давления 2-й категории диаметром 110 мм, д. Якшуново – д. Горбёнки – д. Рудня – д. Матово Дзержинского района Калужской области. ГРС Чкаловский.

Проектом предусматривается:

– прокладка полиэтиленового газопровода высокого давления 2-ой категории ($PN \leq 0,6$ МПа), из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 ГОСТ Р 58121.2-2018;

– обвязка ГРПШ с использованием стальных электросварных прямошовных труб по ГОСТ 10704-91, подземно с «усиленной изоляцией», надземно с антикоррозийным покрытием;

– установка газорегуляторных пунктов полной заводской готовности шкафного типа, предназначенных для снижения и регулирования давления газа в газораспределительных сетях;

– установка кранов шаровых стальных подземных DN100;

– переходы через препятствия закрытым способом строительства, методом ГНБ (без футляров) из труб ПЭ100 «ПРОТЕКТ» ГАЗ SDR11 110x10,0x0,9;

– укладка сигнальной ленты и провода–спутника вдоль трассы подземного газопровода, за исключением участков, проложенных закрытым способом;

– установка опознавательных знаков, табличек для определения местонахождения газопровода на месте врезки, на углах поворота, в местах установки сооружений, принадлежащих газопроводу, на границах участков трассы газопровода при бестраншейной прокладке, на пересечениях с линиями ВЛ и пересекаемыми коммуникациями.

Строительство газопровода предусматривается из труб полиэтиленовых по ГОСТ Р 58121.2-2018 ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 диаметром 110x10,0 и 63x5,8 с коэф. запаса прочности не менее 3,2.

Газопровод проложен подземно, траншейным способом, переходы через водную преграду, выполнены методом ГНБ.

Протяженность газопровода по плану от врезки до ГРПШ, согласно разбивке трассы по пикетам см. таблицу 17. 1.

Таблица 17.1- Протяженность газопровода по пикетам

Наименование трассы	Пикеты	Диаметр	Длина (м)
Трасса 1	ПК0-ПК47+98,0	110x10,0	4803,5
	ПК47+98,0- ПК47+98,5	63x5,8	1,0
	ПК47+98,5-ПК48+00,0	57x3,5	1,5

Общая протяженность трассы по пикетам составляет 4806м.

Присоединение полиэтиленового газопровода к стальному выполнено соединением неразъёмным «полиэтилен-сталь», которые укладываются на основание из песка $h=10$ см, длиной по 1 м в каждую сторону и засыпается песком на всю высоту траншеи (п. 5.26 СП 42-103-2003).

Повороты полиэтиленового газопровода в вертикальной и горизонтальной плоскости выполняются с использованием литых отводов из полиэтилена заводского изготовления и за счет естественного изгиба труб радиусом:

- не менее 25 наружных диаметров трубы для труб марки SDR 11.

Все полиэтиленовые соединительные детали приняты с закладными нагревателями.

Расстояние по горизонтали в свету до зданий и сооружений принято согласно табл. В.1* (приложение В*) СП 62.13330.2011*.

17.2 Запорная арматура

Выбор типа и характеристик арматуры выполнен в соответствии с требованиями СП 42-101-2003.

В качестве отключающего устройства, проектом предусмотрена установка подземного стального шарового крана, с изоляцией "усиленного" типа, PN 1,6, для природного газа, полнопроходного, с полиэтиленовыми патрубками, класс герметичности А по ГОСТ Р 9544-2015, температура эксплуатации в пределах от минус 25°C до плюс 40°C.

Места установки кранов см таблицу 17.2.

Таблица 17.2 – Ведомость запорной арматуры

Марка	Диаметр	Давление МПа	Марка п/э патрубков	Место установки
КШГ	100	1,0	SDR11	ПК0+5,0

Площадка установки крана ограждается по периметру см. 3058.085.П.0/0.0002 – ТКР2 том 3.2.

На площадке ГРПШ, проектом предусмотрена установка надземных стальных шаровых изолирующих кранов, PN 1,6, с для природного газа, полнопроходных, с класс герметичности А по ГОСТ 9544-2015. Характеристику запорной арматуры см таблицу 17.3.

Таблица 17.3 – Характеристика запорной арматуры

Марка крана	Диаметр	Давление	Количество
КШИ-50с	50	1,6	2

17.3 Пересечение газопровода с водными преградами

Ведомость пересечения проектируемого газопровода с водными объектами см. таблицу 17.4.

Таблица 17.4 – Ведомость пересечения с водными объектами

Название водного объекта	Начало перехода	Конец перехода	Способ пересечения	Длина перехода в плане	Длина перехода фактическая	Марка трубы
р. Гражданка	ПК46+30,0	ПК47+65,0	ГНБ	135,0	137,0	ПЭ100 ПРОТЕКТ ГАЗ SDR11 110x10,0

Пересечение водотока выполнено подземно, закрытым способом строительства - методом ГНБ, с заглублением в дно пересекаемой водной преграды. Отметка верха газопровода принята не менее чем на 2,0 м ниже прогнозируемого профиля размыва дна до верха образующей газопровода, согласно СП 62.13330.2011* п.5.4.2.

При прокладке газопровода методом наклонно-направленного бурения выполнены расчеты согласно СП 42-101-2003 (см. 3058.085.П.0/0.0002 - РЧ). В данных расчетах определяются следующие параметры: угол забуривания (входной угол), угол выхода буровой головки, радиус кривизны пилотной скважины, расчет заглубления газопровода на каждой штанге, общее усилие протаскивания и т.д.

Сварка, на участках прокладки методом ГНБ, выполняется при помощи муфт с закладными нагревателями, в соответствии с требованиями п.10.124 СП 42-101-2003.

17.4 Пересечение и сближение газопровода с автомобильными дорогами

При пересечении газопроводом дорог без покрытия (грунтовые дороги), учитывая возможную осадку грунта в процессе строительства, траншею в пределах дорог засыпать песком для строительных работ по ГОСТ 8736-2014 (модуль деформации 20МПа и более), с послойным уплотнением.

17.5 Пересечение и сближение газопровода с подземными коммуникациями

Трасса проектируемого газопровода открытым способом пересекает кабель ВОЛС ПАО «Ростелеком» на участке ПК0+45,3.

При пересечении кабеля ПАО «Ростелеком» выполнены следующие требования технических условий от 23.11.2023 г. №01/17/28909/23:

- проектируемый газопровод проложен ниже существующего кабеля связи, с соблюдением расстояния, по вертикали, не менее 0,5 м между коммуникациями в свету;
- кабель связи защищен стальной конструкцией из швеллера, сложенного друг на друга, длиной 5 м;
- место пересечения обозначено указательным знаком;
- засыпку траншеи в месте пересечения произвести песком, слоями по 0,2 м с тромбованием каждого слоя, до уровня 0,3 м выше действующей линии и сооружений связи;
- на рабочих чертежах нанесен штамп с предупреждающей записью, обязывающую «Подрядчика» перед началом работ вызвать представителя ПАО «Ростелеком»: «Внимание, кабель связи! Работы без представителя ЦЭ/ЛЦ Калужского филиала ПАО «Ростелеком» ЗАПРЕЩАЮТСЯ! Вызов представителя по адресу: ул. Пролетарская, д.23 тел.: 8-800-200-09-33; 8 (4842) 741187, 547336».

17.6 Пересечение и сближение газопровода с надземными коммуникациями

Технические решения по пересечению и сближению с объектами электросетевого хозяйства ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Калугаэнерго»:

– ВЛ-10 кВ №14 ПС «Медынь» ПК0+35,4 выполнено на основании технических условий от 13.04.2022 № 150, выданных ПАО «Россети Центр и Приволжье»-«Калугаэнерго».

Пересечения выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ 7 и Постановления Правительства РФ «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон» №160 от 24.02.2009г. (с изменениями на 21 декабря 2018г.).

Минимальные расстояния от подземной части (фундамента) опор ВЛ, в плане, до проектируемого газопровода составляет:

– ВЛ 10кВ не менее 5,0м;

На участках пересечения проектируемого газопровода с трассами ЛЭП, установлены опознавательные знаки с указанием ширины охранной зоны газопровода, глубины его заложения, телефона и адреса эксплуатирующей организации.

Работы в охранной зоне ЛЭП выполнять под наблюдением персонала филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Калугаэнерго».

17.7 Обозначение трассы газопровода

Для определения местонахождения подземного газопровода на месте врезки, на углах поворота, в местах установки сооружений, принадлежащих газопроводу, на границах участков трассы газопровода при бестраншейной прокладке, устанавливаются опознавательные знаки на расстоянии 1 м от оси газопровода справа по ходу газа или таблички-указатели на постоянные ориентиры.

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

Вдоль всего газопровода из полиэтиленовых труб уложить сигнальную ленту желтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью: «Осторожно! Газ» на расстоянии не менее 0,5 м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода.

На участках пересечения с подземными коммуникациями лента должна быть уложена вдоль газопровода дважды на расстоянии не менее 0,2 м между собой и на 2 м в обе стороны от пересекаемого сооружения.

На участках прокладки газопровода методом ГНБ укладка сигнальной ленты не требуется.

Согласно п. 5.6 СП 42-103-2003 вдоль трассы присыпанного газопровода, на расстоянии 0,2 м справа по ходу газа, проектом предусмотрена укладка изолированного медного провода- спутника с выходом его концов в стойку- КИП

Согласно «Правилам охраны газораспределительных сетей» от 20.11.2000г. №878 (с изменениями) охранная зона устанавливается:

–вдоль трассы газопровода из полиэтиленовых труб при использовании медного провода-спутника для обозначения трассы газопровода не менее 3м от газопровода со стороны провода-спутника и 2м с противоположной стороны газопровода;

—вдоль трассы межпоселкового газопровода - в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 м с каждой стороны для полиэтиленового газопровода, проложенного без провода спутника;

—вдоль трассы подземного межпоселкового газопровода, проходящего по лесам и древесно-кустарниковой растительности - в виде просек шириной не менее 6 м, по 3 м с каждой стороны газопровода;

—для отдельно стоящего газорегуляторного пункта, устанавливается охранная зона в виде территории, ограниченной условными линиями на расстоянии 10 м от границ этих объектов.

В охранной зоне газораспределительных сетей согласно п.2 Правил, ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

—строить объекты жилищно-гражданского и производственного назначения;

—перемещать, повреждать, засыпать и уничтожать опознавательные знаки, контрольно-измерительные пункты и другие устройства газораспределительных сетей;

—устраивать свалки и склады, разливать растворы кислот, солей, щелочей и других химически активных веществ;

—огораживать и перегораживать охранные зоны, препятствовать доступу персонала эксплуатационных организаций к газораспределительным сетям, проведению обслуживания и устранению повреждений газораспределительных сетей;

—разводить огонь и размещать источники огня;

—рыть погреба, копать и обрабатывать почву сельскохозяйственными и мелиоративными орудиями и механизмами на глубину более 0,3 метра;

—открывать калитки и двери газорегуляторных пунктов, включать или отключать электроснабжение средств связи, освещения и систем телемеханики.

17.8 Сварочно-монтажные работы, контроль качества

Монтаж газопроводов должен выполняться специализированной монтажной организацией в соответствии с требованиями СП 42-101-2003, СП 42-103-2003.

Способ присоединения вновь построенного газопровода к действующему производится по специальному плану, утвержденному техническим руководителем газораспределительной организацией в соответствии с п.144 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правил безопасности сетей газораспределения и газопотребления».

К строительству газопровода можно приступить при полном обеспечении трубами, соединительными деталями и после выполнения строительно-монтажной организацией проекта производства работ (ППР) на основе данного проекта с учетом нормативных документов.

Повороты линейной части газопровода из полиэтиленовых труб в горизонтальной и вертикальной плоскостях должны выполняться с использованием литых отводов из полиэтилена заводского изготовления. При отсутствии полиэтиленовых отводов допускается выполнять упругим или естественным изгибом с радиусом не менее 25 диаметров трубы.

Минимально допустимые радиусы изгиба для газопровода из полиэтиленовых труб, проложенных методом наклонно-направленного бурения составляют:

— не менее 35 наружных диаметров трубы для труб марки SDR 11;

Сварка полиэтиленового газопровода при помощи муфт с закладными электронагревателями (ЗН) согласно СП 42-103-2003 п.6.68 применяется:

- при соединении между собой полиэтиленовых длинномерных труб 110x10,0 (бухты по 150 м) на линейной части газопровода;

— для соединения труб на выходах после ГНБ с основной трубой;

— для приварки к газопроводу соединительных деталей и закладных нагревателей, входящих в конструкции соединительных деталей.

Сварка встык нагретым инструментом применяется для соединения полиэтиленовых футляров и мерных труб на линейной части газопровода. Сварку производить при температуре наружного воздуха минус 15°C – плюс 45°C, при более низкой температуре наружного воздуха сварку производить в специальных укрытиях, обеспечивая заданный температурный режим.

При укладке газопроводов в траншею выполняют мероприятия, направленные на снижение напряжений в трубах от температурных изменений в процессе эксплуатации, при температуре труб (окружающего воздуха) выше плюс 10°C производится укладка газопровода свободным изгибом («змейкой»), а засыпка – в наиболее холодное время суток; при температуре окружающего воздуха ниже плюс 10°C возможна укладка газопровода прямолинейно, в том числе и в узкие траншеи, а засыпку газопровода производят в самое теплое время.

Полиэтиленовые трубы должны храниться в условиях, обеспечивающих их сохранность от повреждений. Не допускается использовать для строительства газопровода трубы сплюснутые, имеющие уменьшение диаметра более чем на 5% от номинального, и трубы с надрезами и царапинами глубиной более 0,7 мм.

Повороты линейной части газопровода из стальных труб в вертикальной плоскости должны выполняться с помощью отводов по ГОСТ 17375-2001.

Соединение стальных и полиэтиленовых труб между собой, в месте присоединения к существующим газопроводам, осуществляется неразъемным соединением полиэтилен-сталь.

Соединение неразъемное полиэтиленовых труб со стальными укладываются на основание из песка высотой 0,1 м, длиной по 1 м в каждую сторону и засыпается песком на всю высоту траншеи п. 5.26 СП 42-103-2003.

Проектом предусматривается выполнение сварки полиэтиленовых труб сварочной техникой высокой степени автоматизации и в соответствии с п.10.4 СП 62.13330.2011 обязательному контролю физическими методами эти стыки не подлежат.

Контроль стыков стальных надземных и подземных газопроводов производят радиографическим методом по ГОСТ 7512-82 в соответствии с таблицей 14* СП 62.13330.2011*.

Количество проверяемых стыков составляет:

- 100% контроль сварных стыков стальных подземных газопроводов;
- 5% контроль сварных стыков стальных надземных газопроводов.

17.9 Испытание газопровода на герметичность

Вновь построенные газопроводы до ввода в эксплуатацию подвергаются очистке продувкой воздухом и проверке на прочность и герметичность в соответствии с требованиями

СП 62.13330.2011*, СП 42-103-2003 и рабочей инструкции, разработанной подрядной организацией и согласованной с эксплуатирующей организацией.

Испытания должна проводить комиссия из представителей строительной и эксплуатационной организации. Результаты испытаний оформляют записью в строительном паспорте.

Для проведения испытаний газопровод разделяют на участки, ограниченные арматурой или заглушками.

Газопроводы, после заполнения воздухом до начала испытаний, следует выдерживать под испытательным давлением в течение времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе и температурой грунта.

Испытания на герметичность проводятся пневматическим методом в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011* давлением:

–подземный полиэтиленовый газопровод высокого давления св. 0,3 до 0,6 МПа, включая неразъемное соединение $R_{исп}=0,75$ МПа в течение 24 часов;

–стальной газопровод высокого давления св. 0,3 до 0,6 МПа, испытывается давлением $R_{исп}=0,75$ МПа в течение 24 часов.

В соответствии с п. 11.4 СП 42-101-2003 надземные участки длиной до 10м на подземных газопроводах испытывают по нормам подземных газопроводов.

–стальной газопровод низкого давления до 0,003 МПа, испытывается давлением $R_{исп}=0,3$ МПа в течение 1 часа.

Испытания подземных газопроводов проводят после их монтажа в траншее и присыпки выше верхней образующей трубы не менее чем на 0,2 м или после полной засыпки траншеи. Максимальная длина проектируемого газопровода при проведении испытаний на герметичность принимается согласно таблицы 27 СП 42-101-2003.

Испытание подземных газопроводов, прокладываемых методом ГНБ, разрешается проводить в соответствии с п.10.5.8* СП 62.13330.2011* в одну стадию вместе с основным газопроводом, по согласованию с эксплуатационной организацией.

Для проведения испытания на герметичность и прочность необходимо фиксировать падение давления в газопроводе манометрами классом точности не ниже 0,4 или жидкостными манометрами.

Испытания газопроводов на прочность проводят подачей в газопровод сжатого воздуха и созданием в газопроводе испытательного давления. Время испытания газопроводов на прочность должно составлять не менее 1 ч. Допустимое давление не должно превышать 0,9 МПа.

По завершении испытаний газопровода давление снижают до атмосферного, устанавливают автоматику, арматуру, оборудование, контрольно-измерительные приборы и выдерживают газопровод в течение 10 минут под рабочим давлением.

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

Температура наружного воздуха в период испытаний должна быть не ниже 20⁰ С.

Результаты испытаний должны быть оформлены записью в строительном паспорте.

17.10 Защита газопровода от коррозии

Полиэтиленовый газопровод в защите от коррозии не нуждается вследствие его физической характеристики.

Для защиты от атмосферной коррозии участки стального надземного газопровода и надземная арматура покрываются 2-мя слоями краски ПФ-115 ГОСТ 6465-76 по 2-м слоям

грунтовок ГФ-021 по ГОСТ 25129-2020, общей толщиной покрытия не менее 80 мкм. На сварных швах предусмотрено увеличение толщины покрытия на 30 мкм.

Защитное покрытие с применением полимерно-битумной ленты «ПИРМА» по ТУ 2245-003-48312016-03 (конструкция 5 по ГОСТ 9.602-2016, Приложение Ж) предусмотрено для следующих стальных участков и изделий:

- врезка;
- выход газопровода из земли к ГРПШ;
- футляра, обеспечивающий защиту газопровода при выходе из земли;
- подземных стальных стыков на трубопроводе;
- контрольные трубки, установленные на полиэтиленовом футляре, при переходе газопровода через автодороги.

Условия нанесения защитного покрытия конструкции 5 – трассовые.

Толщина защитного покрытия не менее 4,0 мм для труб диаметром от 57мм до 108 мм включительно.

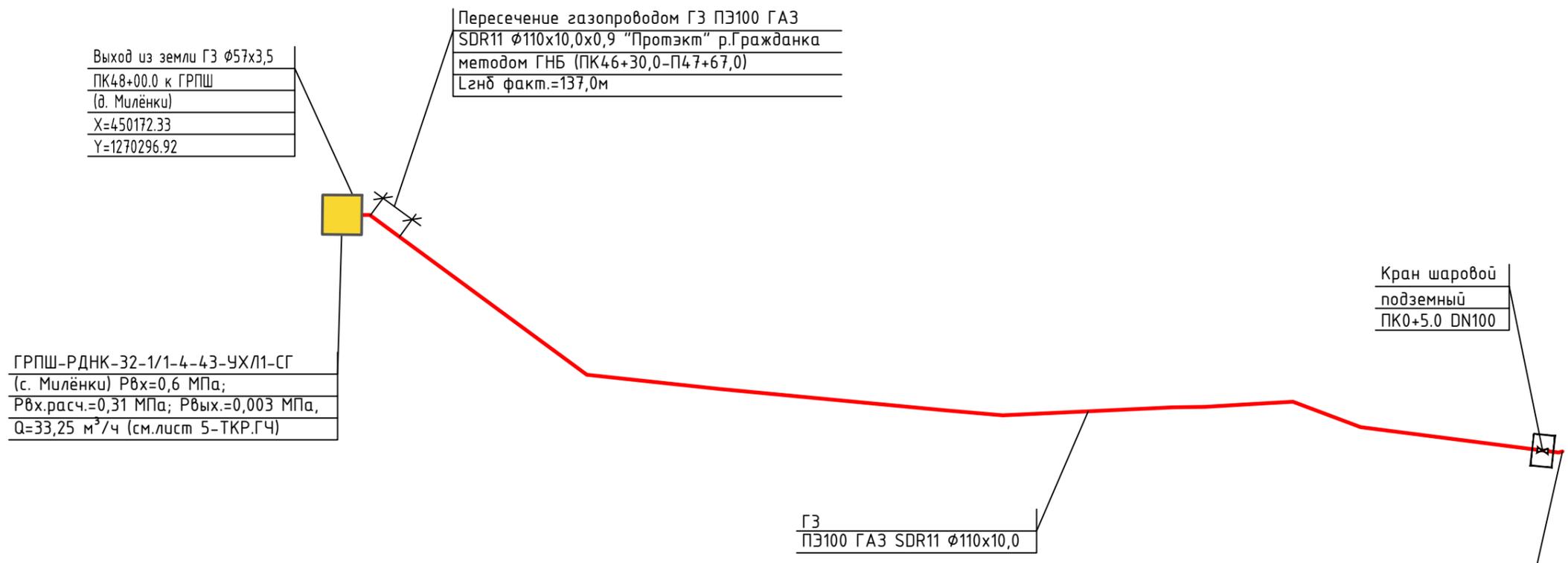
Предусмотренная конструкция изоляционного покрытия и его качество соответствует требованиям ГОСТ ИСО 9.602-2016.

ЭХЗ не предусматривается, согласно п. 8.1.5 ГОСТ ИСО 9.602-2016, для следующих участков:

- участка стальной трубы на выходах газопровода из земли к ГРПШ;
- футляров, обеспечивающий защиту газопровода при выходе из земли;
- стальных отводов;
- стального участка контрольной трубки, установленной на полиэтиленовом футляре.

При этом засыпку траншеи в той ее части, где проложена стальная вставка и стальной футляр, по всей глубине предусмотрено заменить на песчаную.

Для электрического секционирования надземной части газопровода от подземного, на входе и выходе трубопровода из ГРПШ выполнена установка неразъемных электроизолирующих соединений, согласно п.8.16 СП 42-102-2004.



Выход из земли ГЗ $\phi 57 \times 3,5$
 ПК48+00.0 к ГРПШ
 (д. Милёнки)
 X=450172.33
 Y=1270296.92

Пересечение газопроводом ГЗ ПЭ100 ГАЗ
 SDR11 $\phi 110 \times 10,0 \times 0,9$ "Протэкт" р.Гражданка
 методом ГНБ (ПК46+30,0-П47+67,0)
 Lгнд факт.=137,0м

ГРПШ-РДНК-32-1/1-4-43-УХЛ1-СГ
 (с. Милёнки) Pвх=0,6 МПа;
 Pвх.расч.=0,31 МПа; Pвых.=0,003 МПа,
 Q=33,25 м³/ч (см.лист 5-ТКР.ГЧ)

Кран шаровой
 подземный
 ПК0+5.0 DN100

ГЗ
 ПЭ100 ГАЗ SDR11 $\phi 110 \times 10,0$

Врезка проектируемого газопровода ГЗ высокого давления
 2-ой категории PN \leq 0,6 МПа ПЭ100 ГАЗ SDR11 $\phi 110 \times 10,0$ в
 действующий подземный полиэтиленовый газопровод
 высокого давления диаметром 110 мм "ГРС Чкаловский -
 существующий межпоселковый газопровод высокого
 давления 2-ой категории д. Якшуново - д.Горбёнки -
 д.Рудня - д.Матово Дзержинского района Калужской
 области", осуществляется врезкой без снижения давления
 через электросварной Т-образный седловой отвод
 ПЭ100 ГАЗ SDR11 $\phi 110 \times 63,0$; ПК0
 X=449273.71 ; Y=1274864.85

УСЛОВНЫЕ ГРАФИЧЕСКИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- - проектируемый газопровод высокого давления ГЗ
- проектируемый ГРПШ
- X - шаровой кран

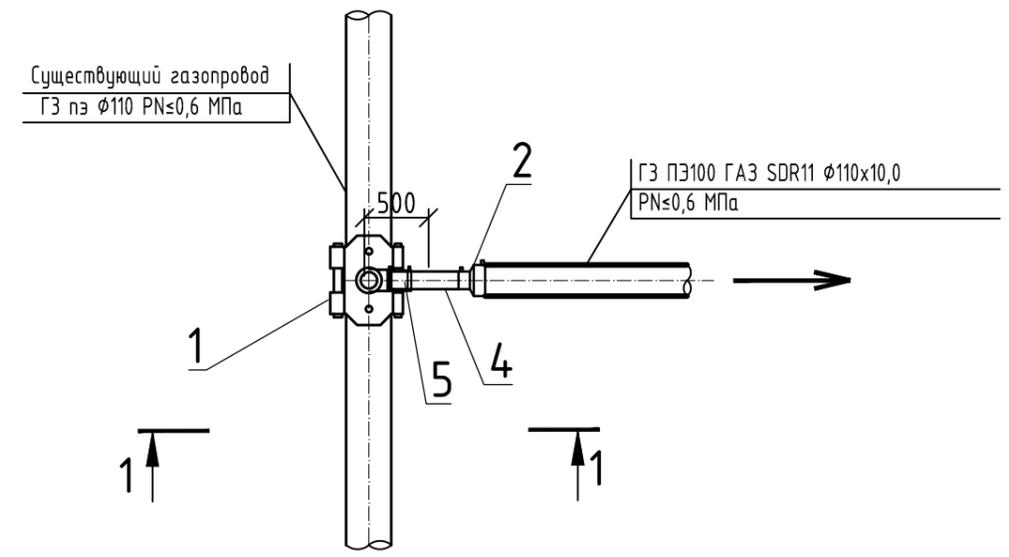
Сооружения (ГРПШ, краны и т.д.), принадлежащие газопроводу на схеме показаны условно (без масштаба).

Инв. N подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N

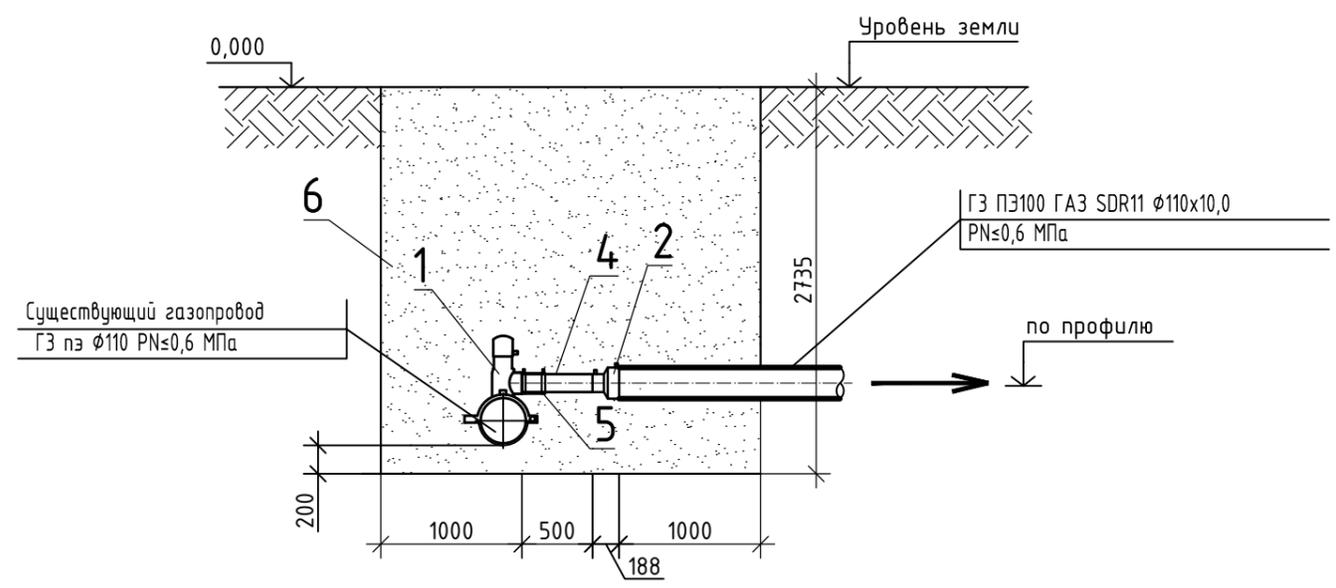
3058.085.П.0/0.0002-ТКР1.ГЧ					
Межпоселковый газопровод к дер. Милёнки Дзержинского района Калужской области					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Чечелев			<i>Чечелев</i>	12.23
Проверил	Жидкова			<i>Жидкова</i>	12.23
Н. контр.	Петухова			<i>Петухова</i>	12.23
ГИП	Достанова			<i>Достанова</i>	12.23
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения					
Схема линейного объекта с обозначением мест установки технологического оборудования					
Стадия			Лист		
П			2		
Листов			Листов		



ПЛАН



1-1



СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
Газопровод высокого давления P ≤ 0,6 МПа					
		Комплект оборудования для резки в газопровод без снижения давления:			
1		Электросварной Т-образный отвод с ответной частью ПЭ100 SDR11 110x63	1	1,69	шт.
2		Переход редукционный с ЗН ПЭ100 SDR11 110x63	1	0,812	шт.
4		Труба ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 63x5,8 ГОСТ Р 58121.2-2018	0,5	1,06	м
5		Муфта ПЭ100 ГАЗ 63 SDR11 с ЗН	1	0,17	шт.
6	ГОСТ 8736-2014	Песок строительный	6,5		м ³

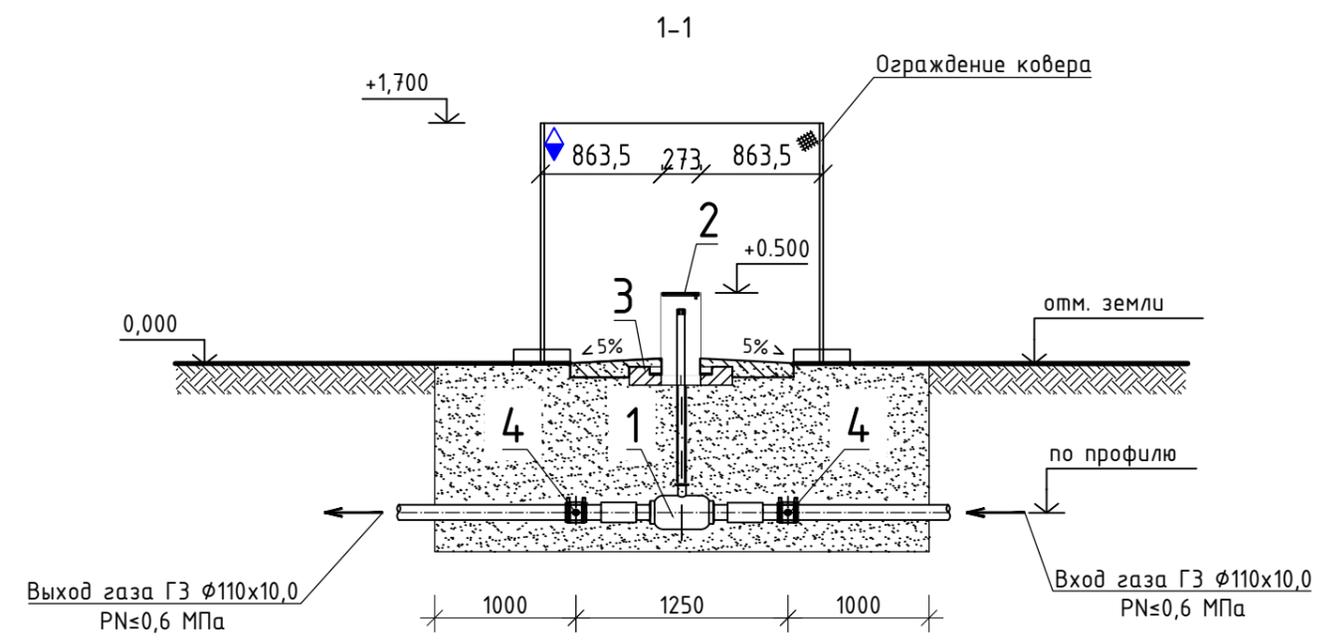
1. Данный лист читать совместно с листом 2-ППО.ГЧ.

Инв. N подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N

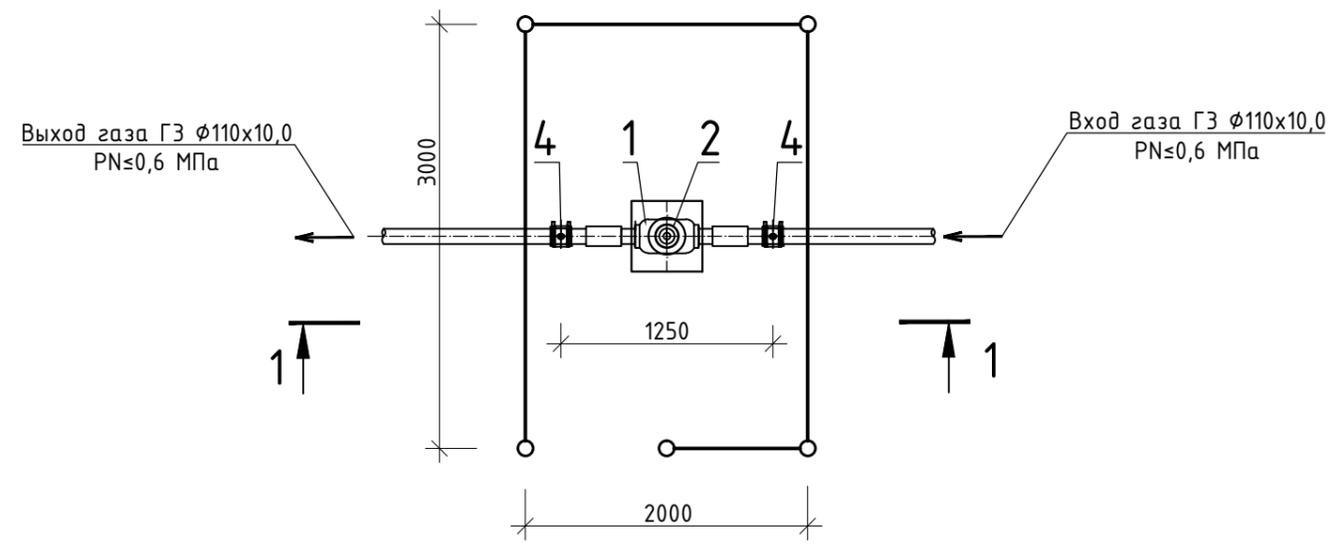
						3058.085.П.0/0.0002-ТКР1.ГЧ			
						Межпоселковый газопровод к дер. Милёнки Дзержинского района Калужской области			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Чечелев			<i>Чечелев</i>	12.23		П	3	
Проверил	Жидкова			<i>Жидкова</i>	12.23				
Н. контр.	Петухова			<i>Петухова</i>	12.23	Узел резки ПК0 (1:50)			
ГИП	Достанова			<i>Достанова</i>	12.23				

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
		Газопровод высокого давления P≤0,6 МПа			
1		Кран стальной шаровой для подземной установки с изоляцией "усиленного" типа DN100, PN10, КШГ 79.116.100.Б.10.1200 полный проход сварка/сварка, с полиэтиленовыми патрубками с Т-ключем; высота штока Н=2,0 м	1	40,4	шт.
2	ТУ 4859-001-09665304-2011	Ковер газовый стальной средний D273 Н=580мм	1	51,0	шт.
3	ТУ 400-10476-89	Подушка под газовый ковер УГ-39	1	65,0	шт.
4		Муфта ПЭ100 ГАЗ 110 SDR11 с ЗН	2	0,716	шт.
	ГОСТ 8736-2014	Песок строительный	4,0		м ³



ПЛАН



1. Данный лист читать совместно с листом З-ППО.ГЧ.
2. Устройство ограждения крана шарового, ковра см. раздел ТКРЗ

Инв. N подл. Подп. и дата. Взам. инв. N

						3058.085.П.0/0.0002-ТКР1.ГЧ			
						Межпоселковый газопровод к дер. Милёнки Дзержинского района Калужской области			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Чечелев			<i>Чечелев</i>	12.23		П	4	
Проверил	Жидкова			<i>Жидкова</i>	12.23				
Н. контр.	Петухова			<i>Петухова</i>	12.23	Узел установки крана DN100 (1:50)			
ГИП	Достанова			<i>Достанова</i>	12.23				

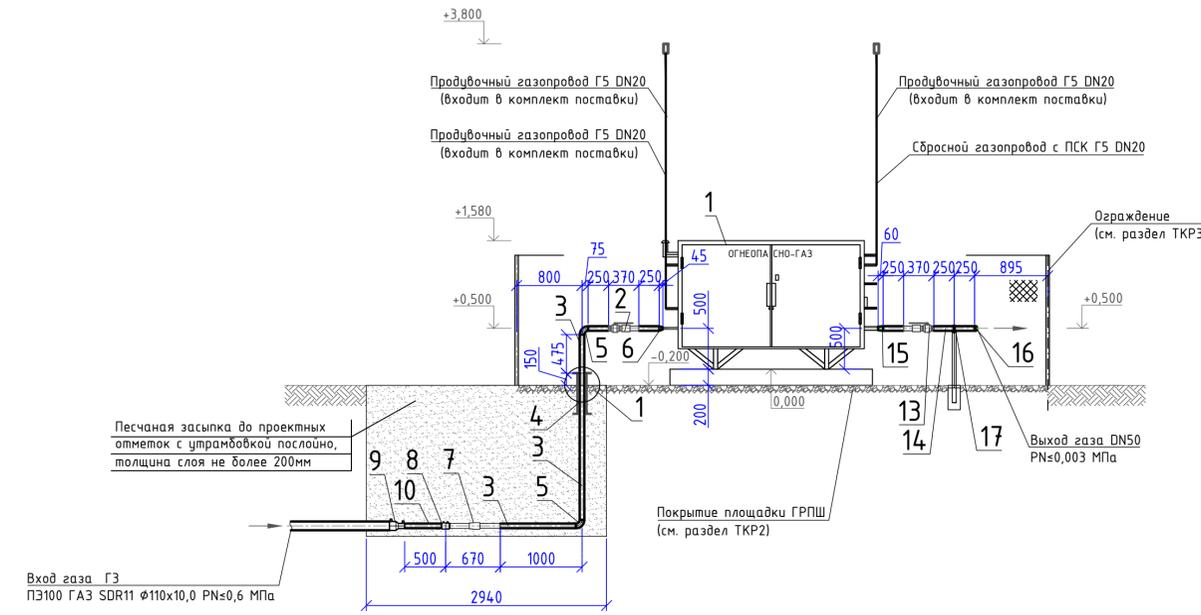
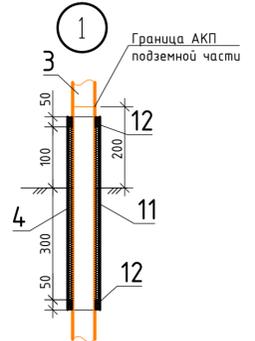
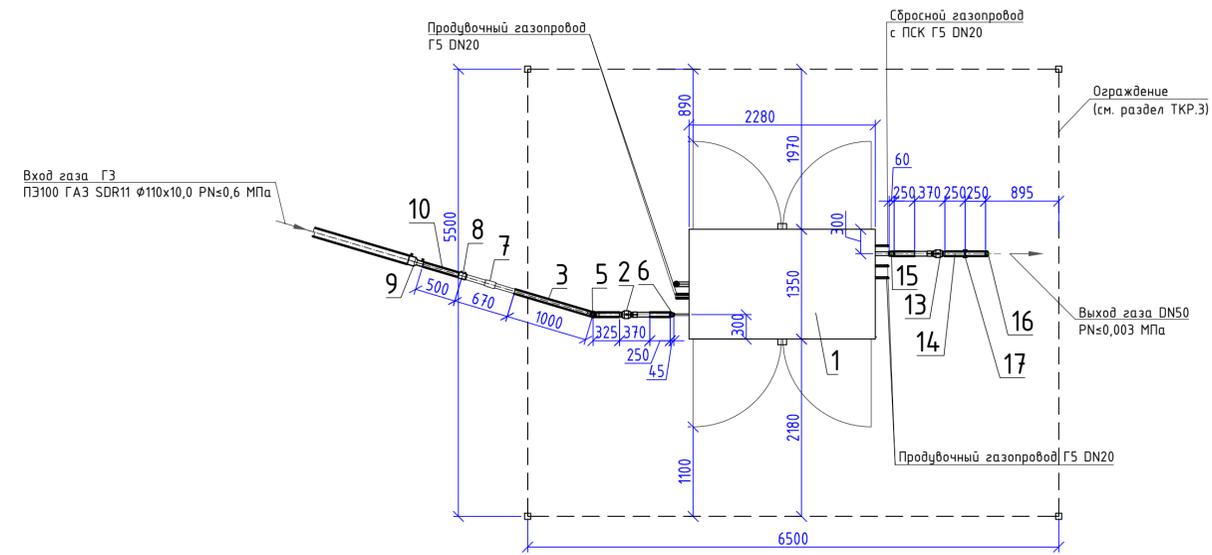


ТАБЛИЦА НАСТРОЙКИ ГРПШ-РДНК-32-1/1-4-43-УХЛ1-СГ

Наименование	Расход газа м3/ч	Входное давление газа, МПа	Выходное давление газа, МПа	Пропускная способность регулятора, м3/ч	Загрузка регулятора, %	Верхний предел срабатывания клапана, МПа	Прим.
Регулятор давления газа РДНК-32/6	33,25 (max) 3,3 (min)	0,31	0,003	Qmax=105	31,6	-	
Клапан предохранительный запорный ПЗК						0,0075	
Клапан предохранительный сбросной ПСК						0,00337	

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
1		Пункт редуцирования газа шкафной ГРПШ-РДНК-32-1/1-4-43-УХЛ1-СГ на базе регулятора РДНК-32/6 с основной и резервной линиями редуцирования	1	1100	компл.
Газопровод высокого давления P=0,6 МПа					
2		КШИ-50с кран шаровой изолирующий стальной полнопроходной DN50, PN 1,6 МПа	1	6,8	
3		Труба 57x3,5 ГОСТ 10704-91 В 20 ГОСТ 10705-80	3,6	4,62	м (2,6 подз., 1,0 надз.)
4		Труба 108x4,0 ГОСТ 10704-91 В 20 ГОСТ 10705-80 (для футляра)	0,5	10,26	м
5		Отвод П 90-57x3,5 ГОСТ 17375-2001	1/1	0,6	
6		Переход ПК-57x3,0-25x3,0 ГОСТ 17378-2001	1	0,3	
7		Переход-СН ПЭ100 ГАЗ SDR11 63/50	1	2,20	м
8		Муфта ПЭ100 ГАЗ SDR11 63	1	0,169	
9		Переход редуциционный ПЭ100 ГАЗ SDR11 110x63	1	0,812	
10		Труба ПЭ100 ГАЗ SDR11 63x5,8	0,5	1,06	
11	ТУ 2254-204-21081385-96	Монтажная пена "Макрофлекс"	2,1		дм ³
12	ТУ 2257-093-89589540-2014	Герметик	0,5		дм ³
	ГОСТ 8736-2014	Песок строительный	2,9		м3
	ГОСТ 25129-2020	Грунтовка ГФ-021	0,05		кг (0,24м2) 2 слоя
	ГОСТ 6465-76	Эмаль ПФ-115	0,08		кг (0,24 м2) 2 слоя
	ТУ 5775-001-01297858-01	Битумный Праймер ПЛ-М	0,064		кг (0,64 м2)
	ТУ 2245-003-48312016-03	Лента ПИРМА-1-Л, толщиной 2,2 мм, шириной 90 мм.	2,83		кг (0,64м2) 2 слоя

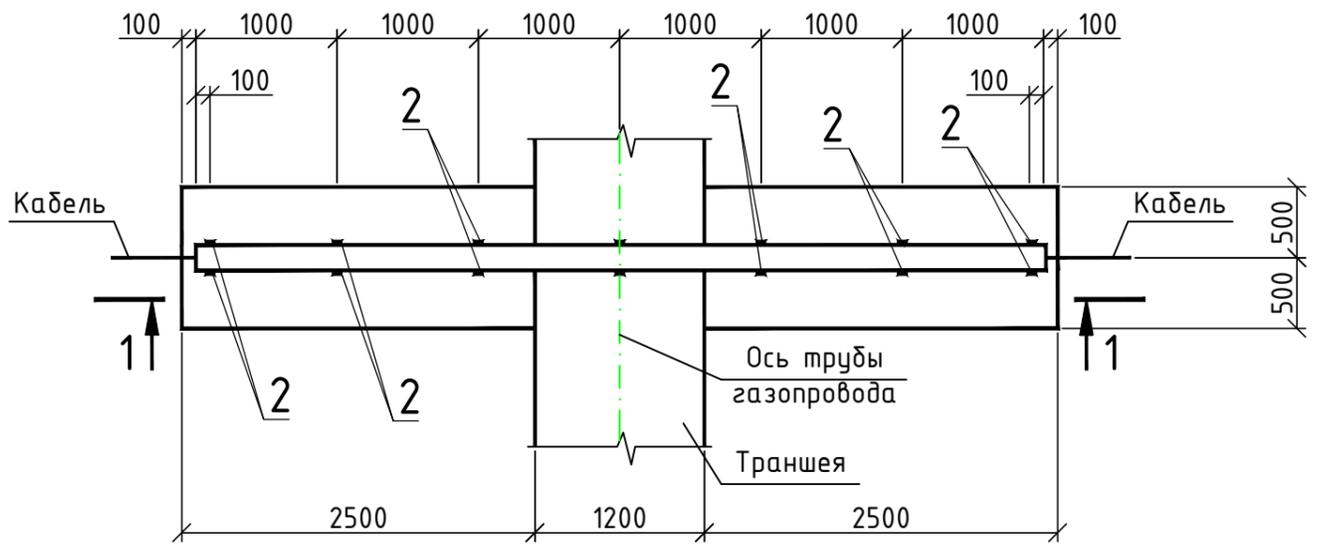
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
Газопровод низкого давления P=0,003 МПа					
13		КШИ-50с кран шаровой изолирующий стальной полнопроходной DN100, PN 1,6 МПа	1	6,8	
14		Труба 57x3,5 ГОСТ 10704-91 В-20 ГОСТ 10705-80	1,0	4,62	м (надз.)
15		Переход ПК-57x4-45x2,5 ГОСТ 17378-2001	1	0,3	
16		Заглушка П 57x5,0 ГОСТ 17379-2001	1	0,30	шт.
17		Опора 57-КХ-А11-Н-В20-ОСТ36-146-88	1	2,10	шт.
	ГОСТ 25129-2020	Грунтовка ГФ-021	0,05		кг (0,21 м2) 2 слоя
	ГОСТ 6465-76	Эмаль ПФ-115	0,08		кг (0,21 м2) 2 слоя

- 1 За отметку 0,000 принята отметка фундамента ГРПШ. Планировку и покрытие площадки ГРПШ см. раздел ТКР.2.
- 2 Расположение ГРПШ см. раздел ППО.
- 3 Фундамент под ГРПШ и ограждение, расположение калитки см. раздел ТКР.2.
- 4 Заземление и молниезащиту ГРПШ см. раздел ТКР.4.
- 5 Для изоляции надземных труб и соединительных деталей предусмотрена окраска эмалью ПФ-115 в два слоя, с предварительным нанесением грунтовки ГФ-021 в два слоя.
- 6 Изоляция подземных труб, соединительных деталей, защитного футляра предусмотрена лентой ПИРМА-1-Л в два слоя, с предварительным нанесением битумного праймера ПЛ-М.

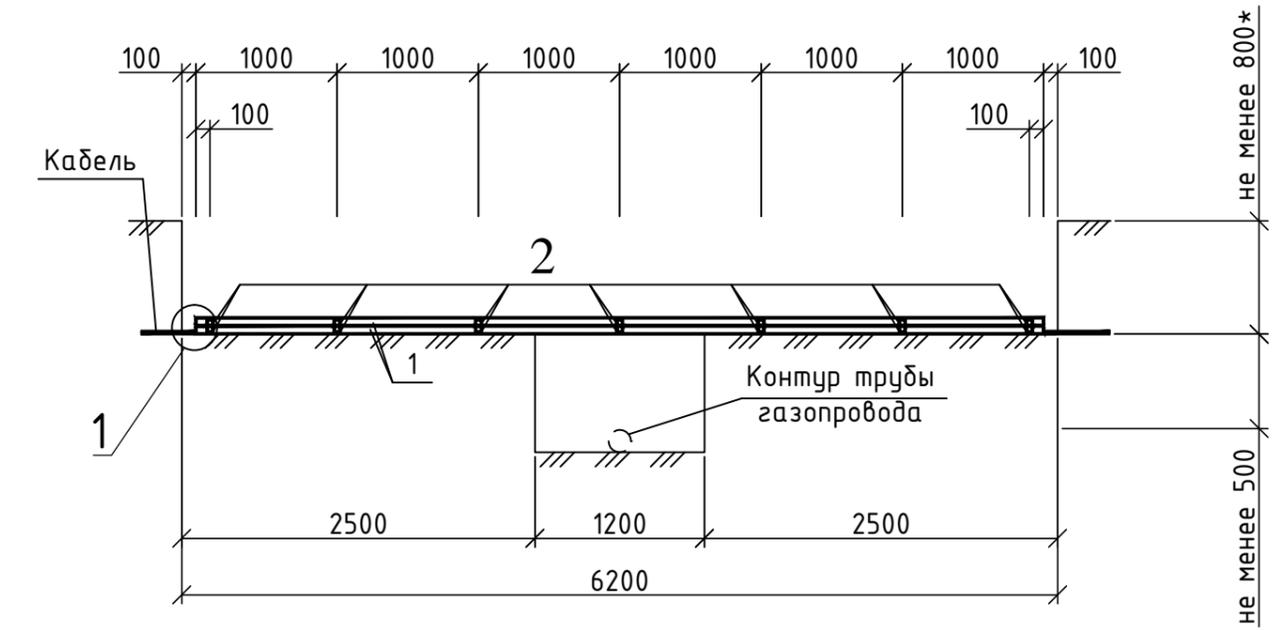
3058.085.П.0/0.0002-ТКР1.ГЧ					
Межселковский газопровод к дер. Милёнки Дзержинского района Калужской области					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Чечелев	5/20			12.23
Проверил	Жидкова				12.23
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения					
Н. контр.	Петухова				12.23
ГИП	Достанова				12.23
Установка ГРПШ дер. Милёнки (1:50)					



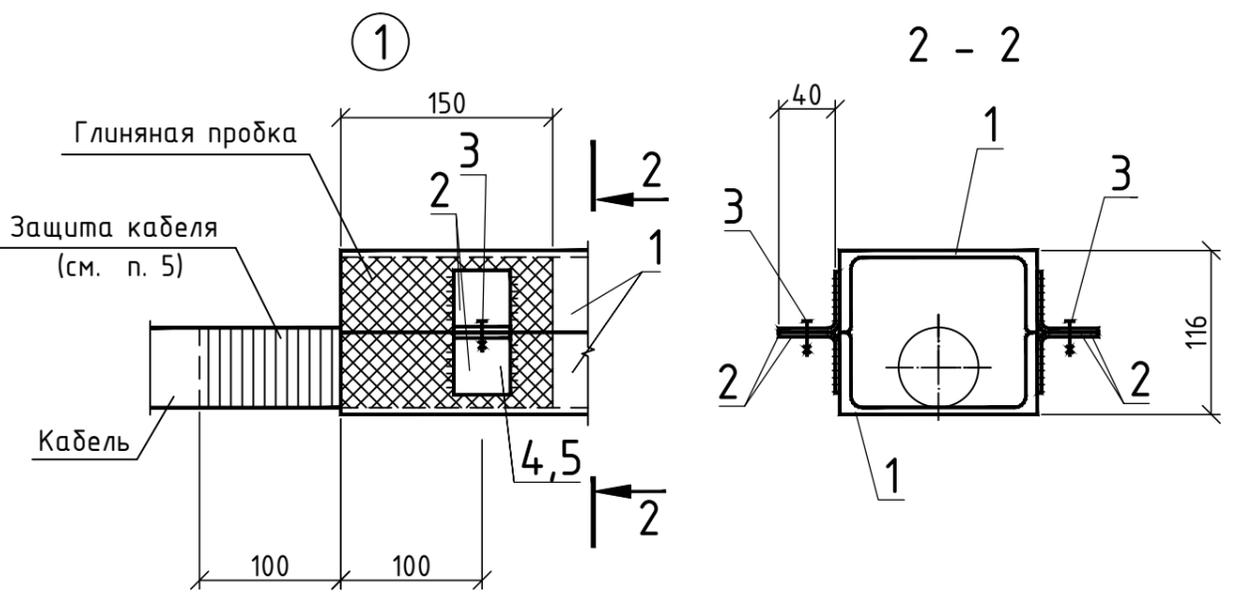
СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ УЗЛА ЗАЩИТА ПОДЗЕМНОГО КАБЕЛЯ



1 - 1



2 - 2



СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечан.
1		Швеллер 14П ГОСТ 8240-97 С245 ГОСТ 27772-2021 L=6000	2	73,8	
2		Полоса 40x3 ГОСТ 19903-2015 С245 ГОСТ 27772-2021 L=80	28	0,06	
3		Болт М8х25-8.8 ГОСТ Р ISO 4014-2013	28		
4		Гайка М8-8 ГОСТ ISO 4032-2014	28		
5		Шайба А.8 ГОСТ 11371-78	28		

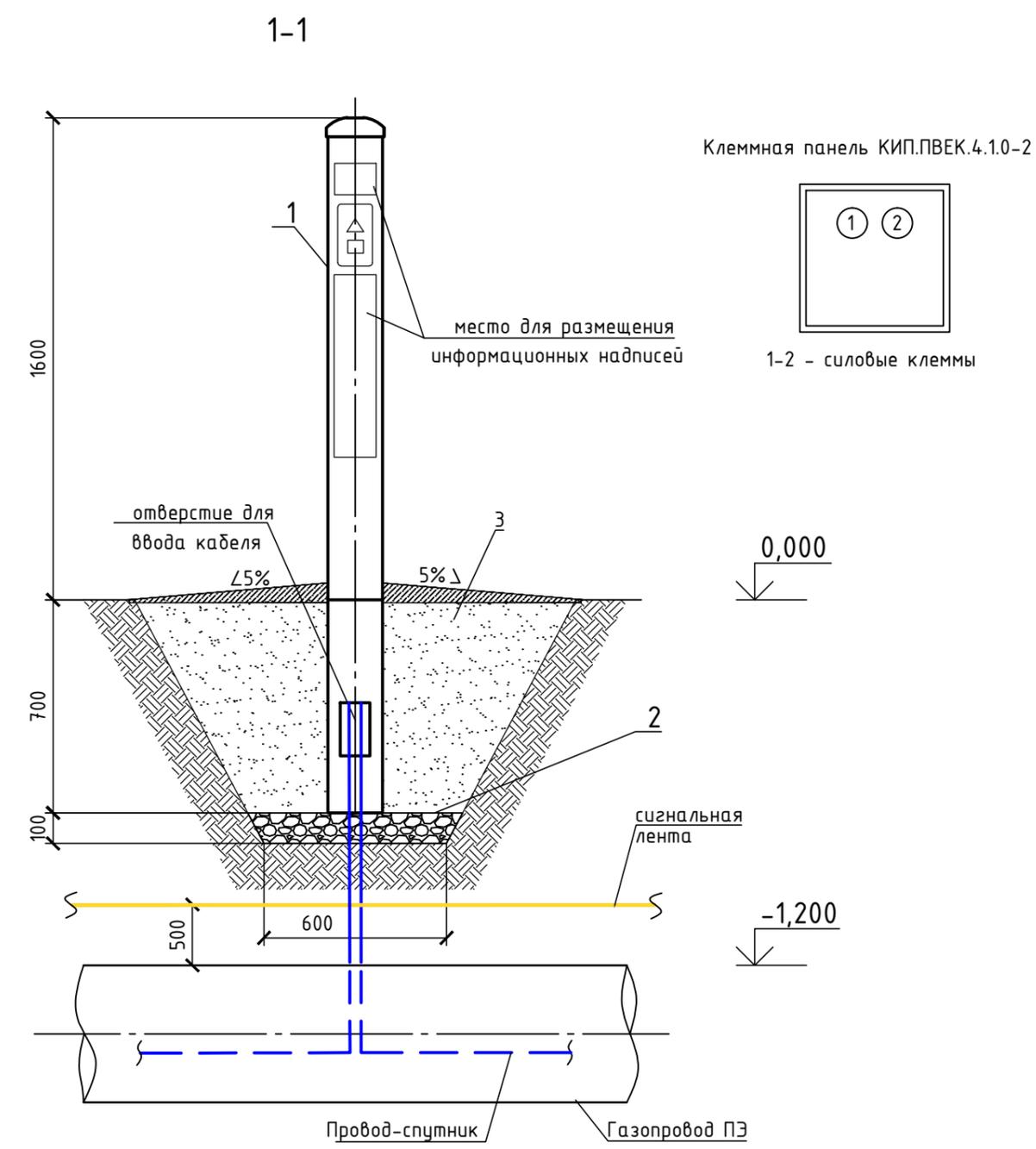
- 1.Строящая организация обязана согласовать сроки проведения строительных работ с организацией, в ведении которой находится кабель и известить ее о начале и окончании работ.
- 2.Вскрытие кабеля и установка защитного кожуха должны производиться в присутствии представителя организации, в ведении которой находится кабель.
- 3.Разработку траншей под проектируемый газопровод разрешается производить только после сооружения защитного кожуха.
- 4.Сварку выполнять электродами Э-42 ГОСТ9467-75, катеты сварных швов принимать по минимальной толщине свариваемых деталей.
- 5.Последовательность монтажа кожуха:
 - к полкам швеллеров поз. 1 с двух сторон приварить уши поз. 2 с шагом 1000мм.
 - внутренние поверхности швеллеров покрыть жидким битумом в 2 слоя.
 Расход битума объёмным весом 1100 кг/м³ = 2,0 кг/м.
 - откопать кабель, тщательно очистить его от земли.
 - осторожно подвести швеллер под кабель и уложить кабель внутрь швеллера.
 - по торцам кожуха обмотать кабель изолентой или кабалкой в 3 слоя.
 - уложить внутрь швеллера мятую глину по торцам кожуха.
 - уложить второй швеллер сверху и соединить обе части болтами поз. 3.
 - собранный кожух покрыть снаружи жидким битумом в 2 слоя.
 Расход битума объёмным весом 1100 кг/м³ = 2,0 кг/м.
 - засыпать кожух грунтом с послойным уплотнением с каждого конца на длину 1,0-1,5 м.
- 6.Места расположения узлов защиты подземного кабеля на плане: ПК0+45.3.
- 7.* - размеры уточнить по месту, но не менее указанных.

Инв. N подл. Подп. и дата. Взам. инв. N

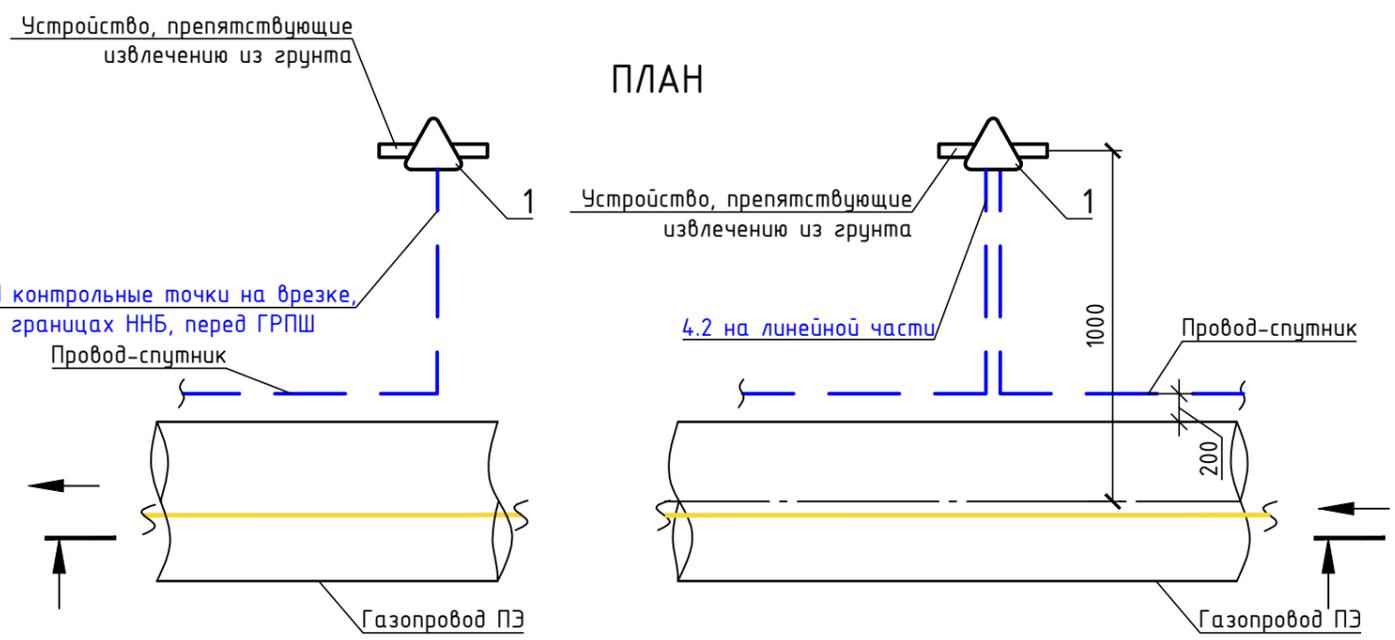
3058.085.П.0/0.0002-ТКР1.ГЧ					
Межпоселковый газопровод к дер. Милёнки Дзержинского района Калужской области					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Чечелев			<i>Чечелев</i>	12.23
Проверил	Жидкова			<i>Жидкова</i>	12.23
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения					
Схема расположения элементов узла защиты подземного кабеля (швеллер L=6000)					
Н. контр.	Петухова			<i>Петухова</i>	12.23
ГИП	Достанова			<i>Достанова</i>	12.23

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Прим.
1		КИП ПТМ 4.6.4-0.УХЛ1 ТУ 27.12.31-001-19394148-2017	16		шт.
2	ГОСТ 8267-93	Щебень фракции 20-40 мм	0,58		м ³
3	ГОСТ 8736-2014	Песок для строительных работ	10,1		м ³
4.1		Кабель силовой ВВГ-0,66 сеч.1х6 мм2 ГОСТ 31996-2012 (2,5 м на 1 шт.)	4 / 10,0		шт/м см.п.2
4.2		Кабель силовой ВВГ-0,66 сеч.1х6 мм2 ГОСТ 31996-2012 (5,0 м на 1 шт.)	12 / 60		шт/м см.п.2



1. Места установки выводов провода-спутника в стойку КИП см. листы ППО 3-7.
2. Всего по трассе газопровода установлено выводов провода-спутника в стойку КИП-16 шт.:
 - 4 шт. - начало и конец трассы газопровода, выход из земли участка ГНБ;
 - 12 шт. - по трассе газопровода;
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 щебня с обработкой битумом с условием перекрытия отмосткой зоны засыпки песком на расстоянии не менее 100 мм.



						3058.085.П.0/0.0002-ТКР1.ГЧ			
						Межпоселковый газопровод к дер. Милёнки Дзержинского района Калужской области			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Чечелев			<i>Чечелев</i>	12.23		П	7	
Проверил	Жидкова			<i>Жидкова</i>	12.23	Выход провода-спутника в стойку контрольно-измерительного пункта			
Н. контр.	Петухова			<i>Петухова</i>	12.23				
ГИП	Достанова			<i>Достанова</i>	12.23				

Взам. инв.№
Инв. № подл.
Подп. и дата