Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

Заказчик – ООО «Газпром газификация»

ГАЗОПРОВОД МЕЖПОСЕЛКОВЫЙ К ДЕР. ЗАБОЛОТЬЕ ПЕРЕМЫШЛЬСКОГО РАЙОНА КАЛУЖСКОЙ ОБЛАСТИ

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта.

Искусственные сооружения.

Часть 1. Линейная часть

5375.062.П.0/0.0002-ТКР1

Том 3.1

2023

Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

Заказчик – ООО «Газпром газификация»

ГАЗОПРОВОД МЕЖПОСЕЛКОВЫЙ К ДЕР. ЗАБОЛОТЬЕ ПЕРЕМЫШЛЬСКОГО РАЙОНА КАЛУЖСКОЙ ОБЛАСТИ

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Часть 1. Линейная часть

5375.062.П.0/0.0002-ТКР1

Том 3.1

Заместитель директора
филиала по производству — Ю.М. Комиссаров

Главный инженер проекта — Г.С. Достанова

2023

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

Обозначение	Наименование	Стр.	Примечание
5375.062.П.0/0.0002-ТКР1-С	Содержание тома 3.1	2	
5375.062.П.0/0.0002-ТКР1.ТЧ	Текстовая часть	3-42	
5375.062.П.0/0.0002-ТКР1.ГЧ	Графическая часть	43-51	

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	5375.062.П.0/0.0002-ТКР1-С		
Разработал		Криворучкина			12.23	Содержание тома 3.1	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Шамухин			12.23		П		1
Нач.отдела		Бабусенко			12.23		ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ		
Н.контр.		Петухова			12.23				
ГИП		Достанова			12.23				

Формат А4

Список исполнителей

Отдел проектирования линейной части газопроводов:

Начальник отдела		12.2023	П.С. Бабусенко
Главный специалист		12.2023	А.С. Шамухин
Инженер I категории		12.2023	А.А. Криворучкина

Нормоконтроль:

Главный специалист		12.2023	А.Н. Петухова

Бюро ГИП:

ГИП		12.2023	Г.С. Достанова

Содержание

Условные обозначения и перечень сокращений 4
1 Нормативные ссылки 5
2 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта 7
2.1 Топографическая характеристика 7
2.2 Инженерно-геологические условия 8
2.3 Гидрогеологические 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.) 12
4 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта 15
5 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта 17
6 Сведения о категории и классе линейного объекта 18
7 Сведения о проектной мощности (пропускной способности) линейного объекта 19
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) 20
9 Перечень мероприятий по энергосбережению 22
10 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта 23
11 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест 24
12 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта 25
13 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта 26
14 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности» 27
15 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность 28

16 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях 29
17 Основные проектные решения 30
Приложение А Пункт газорегуляторный шкафной ГРПШ-PGS-РДГК-10М2-1/1-4-47,59- У (д. Заболотье). Схема технологическая. 38
Приложение Б Пункт газорегуляторный шкафной ГРПШ-PGS-РДГК-10М2-1/1-4-47,59- У (д. Заболотье). Габаритно-установочная схема. 39

Условные обозначения и перечень сокращений

АСУ ТП РГ	-	автоматизированная система управления технологическими процессами распределения газа
ВЛ	-	воздушная линия электропередачи
ГНБ	-	горизонтально-направленное бурение
ГРПШ	-	газорегуляторный пункт шкафной
ЗН	-	закладной нагреватель
ИГЭ	-	инженерно-геологический элемент
КИП	-	контрольно-измерительный пункт
ЛПУМГ	-	линейно-производственное управление магистральными газопроводами
ПЗК	-	предохранительно-запорный клапан
ПСК	-	предохранительно-сбросной клапан
ПЭ	-	полиэтилен
ст.	-	сталь

1 Нормативные ссылки

При разработке проектной документации использованы следующие нормы и правила:

Федеральный закон № 116-ФЗ от 21 июля 1997 г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

Постановление Правительства РФ № 878 от 20.11.2000 г. «Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей»

Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 531 «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления»

ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент

ГОСТ 25100-2020 Грунты. Классификация.

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 34670-2020 Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Основные положения.

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

ГОСТ 5542-2014 Межгосударственный стандарт. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения.

ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.

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

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

ГОСТ Р 58094-2018 Системы газораспределительные. Сети газораспределения. Определение продолжительности эксплуатации стальных наружных газопроводов при проектировании.

ГОСТ Р 58121.1-2018 Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен (ПЭ). Часть 1. Общие положения.

ГОСТ Р 58121.2-2018 Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен (ПЭ). Часть 2. Трубы.

ГОСТ Р 58121.3-2018 Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен (ПЭ). Часть 3. Фитинги.

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

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

СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*»

СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений»

СП 47.13330.2016 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения».

СП 28.13330.2017 «Защита строительных конструкций от коррозии»

СП 131.13330.2020 «Строительная климатология»

СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмических районах»

ПУЭ «Правила устройства электроустановок» (7 издание)

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.20-2020. «Технология производства работ на стальных и полиэтиленовых распределительных газопроводах врезкой под давлением»

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 9.2-1-2021. «Основные технические требования к электрохимической защите сетей газораспределения от коррозии»

ГЭСН 81-02-01-2022 «Сборник 1. Земляные работы. Сметные нормы на строительные и специальные строительные работы»

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

Основные материалы для выполнения проекта:

– технический отчет по результатам инженерно-геодезическим изысканиям, выполненный ООО «ГЕОСТРОЙКАДАСТР». г. Саранск в 2023 г.;

– технический отчет по результатам инженерно-геологическим изысканиям, выполненный ООО «ГЕОСТРОЙКАДАСТР». г. Саранск в 2023 г.;

– технический отчет по инженерно-гидрометеорологическим изысканиям, выполненный ООО «ГЕОСТРОЙКАДАСТР». г. Саранск в 2023 г.;

– технический отчет по инженерно-экологическим изысканиям, выполненный ООО «ГЕОСТРОЙКАДАСТР». г. Саранск в 2023 г.

2.1 Топографическая характеристика

Исследуемый участок находится в северо-западной части Перемышльского района Калужской области, на территории СП Калужская опытная сельскохозяйственная станция.

Заболотье находится в 16 км от Калуги, в 17 км от села Перемышль, в 1,5 км от села Воротынск и в 3,4 км от центра СП «Село Калужская опытная сельскохозяйственная станция». Центр сельского поселения, с. Калужская опытная сельскохозяйственная станция, находится в 23 км к северу от с. Перемышль и в 31 км к югу от г. Калуги. По территории сельского поселения проходит автодорога регионального значения общего пользования М3 «Украина» - Перемышль.

В орографическом отношении исследуемый участок располагается на Восточно-Европейской платформе.

По геоморфологической карте территория изысканий относится к эрозионно-аккумулятивному рельефу, слабонаклоненные в сторону крупных рек склон пологой равнины, сформированной московским флювиогляциалом.

Рельефный фон создан в основном моренно-водноледниковой аккумуляцией времен существования ледника с наложившейся последующей эрозией геологической среды.

Территория имеет типично полого-волнистый рельеф, обязанный своим происхождением комплексной денудации. Для него в целом особенно характерны ступенчатость, ярко выраженная связь с литологией и тектоникой.

Макрорельеф представлен плоской, пологоволнистой озерно-ледниковой равниной, со слабым вертикальным и горизонтальным расчленением, сформированная в раннем и среднем плейстоцене, сложенная образованиями подпрудных приледниковых озер и водно-ледниковых потоков при отступлении московского и донского ледников.

Абсолютные отметки высот по трассе изысканий варьируются в пределах 153,00-188,61 м.

По тектоническому районированию территория изысканий относится к Воронежской антеклизе, северо-восточному склону, Перемышльской моноклинали, Корокозевскому срединному массиву.

Система координат МСК-40, система высот – Балтийская.

2.2 Инженерно-геологические условия

В геологическом строении исследуемого участка до разведанной глубины 8,0 м принимают участие современные элювиальные и средечетвертичные ледниковые отложения.

Современные элювиальные отложения (eQ_{IV})

Представлены почвенно-растительным слоем, мощностью 0,5-0,7 м. Вскрыт всеми скважинами.

Среднечетвертичные ледниковые отложения (gQ_{II})

Суглинок бурый, серовато-бурый, полутвердый, непросадочный, ненабухающий, с включением мелкой дресвы карбонатных пород (ИГЭ-1). Залегает под почвенно-растительным слоем с глубины 0,5-0,7 м. (скважины №№2-6, 10-12). Под суглинком бурым, серовато-бурым, мягкопластичным, опесчаненным (ИГЭ-3), с глубины 6,0-6,5 м (скважины№№11, 12). Вскрытая мощность слоя 0,7-3,1 м.

Суглинок бурый, серовато-бурый, тугопластичный, с тонкими прослойками песка, с включением мелкой дресвы карбонатных пород (ИГЭ-2). Залегает под почвенно-растительным слоем с глубины 0,7 м. (скважины №№1, 7-9). Под суглинком бурым, серовато-бурым, полутвердым, непросадочным, ненабухающим, с включением мелкой дресвы карбонатных пород (ИГЭ-1), с глубины 1,4-3,7 м (скважины №№2-6, 10-12). Вскрытая мощность слоя 0,6-4,5 м.

Суглинок бурый, серовато-бурый, мягкопластичный, опесчаненный (ИГЭ-3). Залегает под Суглинком бурым, серовато-бурым, тугопластичным, с тонкими прослойками песка, с включением мелкой дресвы карбонатных пород (ИГЭ-2), с глубины 2,0-3,6 м. (скважины №№11, 12). Вскрытая мощность слоя 2,4-4,5 м.

2.3 Гидрогеологические условия

По карте гидрогеологического районирования участок расположен в Московском артезианском бассейне.

На изучаемой территории был выявлен 1 переход через ложбину стока. Ложбина стока имеет незначительную площадь водосбора. Негативного влияния на трассу в связи с подъемом уровней высоких вод не прогнозируется. В период весеннего половодья в ложбине может скапливаться талая вода, глубина которой не будет превышать 10-15 см.

По результатам полевого обследования в границах участка работ водные объекты, пересекаемые трассой проектируемого газопровода, отсутствуют, исходя из этого выполнение гидрологических расчетов не требуется. Ближайший объект – река Высса, расположенная в 440 метрах восточнее проектируемой трассы. Урез реки Высса 136 м БС. Абсолютные отметки участка работ варьируются от 154 до 188 м БС. Затопление участка работ высокими водами данной реки не прогнозируется.

На момент изысканий (август 2023 года) грунтовые воды до глубины 4,0-8,0 м не вскрыты.

2.4 Метеорологические и климатические условия

Климат района изысканий, как и всей Калужской области, умеренно континентальный с четко выраженными сезонами года. Характеризуется теплым летом, умеренно холодной с устойчивым снежным покровом зимой и хорошо выраженными, но менее длительными

переходными периодами – весной и осенью.

Основные климатические характеристики и их изменение определяются влиянием общих и местных факторов: солнечной радиации, циркуляции атмосферы и подстилающей поверхности. Рассматриваемая территория находится под воздействием воздушных масс Атлантики, Арктического бассейна, а также масс, сформировавшихся над территорией Европы. В конце лета – начале осени, нередко во второй половине зимы и весной, преобладает западный тип атмосферной циркуляции, сопровождающийся активной циклонической деятельностью, значительными осадками, положительными аномалиями температуры воздуха зимой и отрицательным летом.

С октября по май в результате воздействия сибирского максимума западная циркуляция нередко сменяется восточной, что сопровождается малооблачной погодой, большими отрицательными аномалиями температуры воздуха зимой и положительными летом.

Согласно строительно-климатическому районированию, район изысканий характеризуется в целом благоприятными условиями для строительства.

Среднегодовая температура воздуха равна плюс 4,8°С. Самый холодный месяц – январь со среднемесячной температурой минус 8,9°С. Самый теплый – август со среднемесячной температурой +16,6°С. Абсолютный максимум температуры воздуха был зафиксирован на отметке плюс 38,4°С в августе. Абсолютный минимум температуры воздуха был равен минус 45,9°С в январе.

На территорию района в среднем за год выпадает 640 мм осадков. Большая часть осадков выпадает в тёплый период (424 мм), меньшая (216 мм) – в холодный период. По сезонам года максимум осадков приходится на июнь, минимум на октябрь и ноябрь. Атмосферные осадки являются основным источником увлажнения почвы.

Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 78%.

При повышении скорости ветра в период засухи возникают суховеи, которые особенно опасны в начале вегетационного периода.

Ветровой режим складывается под воздействием широтной циркуляции атмосферы. В течение года преобладает широтное направление ветра. В холодный и теплый период года преобладает западное направление ветра.

Снежный покров появляется в третьей декаде ноября. Средняя высота снежного покрова составляет 39 см. Максимальная высота снежного покрова составляет 67 см. Наибольшая глубина промерзания почвы из максимальных значений за зиму 125 см.

Климатические характеристики района строительства приведены в таблицах 2.1-2.3.

Таблица 2.1 – Климатические параметры холодного периода года

Климатическая характеристика	Значение по метеостанции Калуга
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98, °С	-33
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92, °С	-30
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98, °С	-28

Климатическая характеристика			Значение по метеостанции Калуга
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92, °С			-25
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,94, °С			-13
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С			-45,9
Среднесуточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С			7,4
Продолжительность, сут. и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха	≤ 0ºС	Продолжительность	139
		Средняя температура	-5,8
	≤ 8ºС	Продолжительность	208
		Средняя температура	-2,5
	≤10 ºС	Продолжительность	226
		Средняя температура	-1,6
Средняя месячная относительная влажность воздуха 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			З
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 2.2 – Климатические параметры теплого периода года

Климатическая характеристика	Значение по метеостанции Калуга
Барометрическое давление, гПа	992
Температура воздуха обеспеченностью 0,95, °С	22
Температура воздуха обеспеченностью 0,98, °С	26
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	24,2
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	38,4
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С	11,5
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого	75

Климатическая характеристика	Значение по метеостанции Калуга
месяца, %	
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	З
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	0,0

Таблица 2.3 – Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-8,9	-8,2	-3,1	5,3	12,6	16,3	18,2	16,6	11,1	5,0	-1,3	-6,0	4,8

Территория относится ко IIВ строительному климатическому подрайону. Согласно СП 20.13330.2016 изучаемая территория расположена в III снеговом районе (1,5 кН/м^2), I ветровом районе (0,23 кПа), II гололедном районе (5 мм).

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

На основе анализа фондовых материалов и в соответствии с приложением Г СП 47.13330.2016 по совокупности факторов, определяющих производство изысканий, территория проектирования относится ко II-ой категории сложности инженерно-геологических условий.

В результате проведенных инженерно-геологических изысканий согласно СП 11-105-97 часть II зафиксированы следующие опасные геологические и инженерно-геологические процессы:

Подтопляемость

По трассе газопровода грунтовые воды не встречены (скважины №№ 1-12 (ПК0-ПК19+8,70)) и согласно СП 11-105-97 (Приложение И) такие участки следует относить к III типу (III-А-1)– неподтопляемые, т.е. подтопление отсутствует и не прогнозируется в будущем (т.к. [Нкр/ (Нср-Δhe)] <<1).

Специфические грунты

На участке изысканий встречены техногенные грунты, которые согласно НД относятся к специфическим.

По трассе изысканий пересекаются автодороги, насыпью которых являются техногенные грунты. На проектируемый газопровод негативного влияния не оказывает, так как предусмотрена проходка методом ГНБ на глубине более двух метров от подошвы насыпи.

Сезонное промерзание грунтов

Нормативная глубина сезонного промерзания на основании СП 22.13330.2016 и СП 131.13330.2020 для суглинков и глин -1,21 м.

Пучинистость грунтов

В разрезе выделены пучинистые грунты, характеризующиеся малой степенью морозопасности.

По степени морозной пучинистости грунты, находящиеся в зоне сезонного промерзания, характеризуются следующими значениями относительной деформации пучения (εfh):

ИГЭ-1 - слабопучинистый;

ИГЭ-2 - слабопучинистый;

ИГЭ-3 - вне зоны сезонного промерзания.

Основания, сложенные пучинистыми грунтами, следует проектировать с учетом способности таких грунтов при сезонном промерзании увеличиваться в объеме, что сопровождается подъемом грунта и развитием сил морозного пучения, действующих на конструкции сооружений.

Склоновые и эрозионные процессы

К наиболее опасным склоновым процессам следует относить оползни, обвалы и осыпи, представляющие собой смещение масс горных пород на склоне под действием собственного веса и различных воздействий (гидродинамического, вибрационного, сейсмического и др.).

Склоновые процессы - смещение масс горных пород на склоне под действием собственного веса, обводненности и различных техногенных воздействий.

К оползнеопасным следует относить склоны, на которых происходят или ранее происходили оползневые процессы.

При проектировании сооружений инженерной защиты от склоновых процессов следует обеспечивать предотвращение, устранение или снижение до допустимого уровня отрицательного воздействия на защищаемые объекты действующих склоновых и возможных связанных с ними опасных процессов.

На основании интерактивной карты проявлений опасных экзогенных геологических процессов на территории Российской Федерации (http://geomonitoring.ru:13159/) территория изысканий не подвергается негативному влиянию оползневых процессов, в результате рекогносцировочного обследования территории признаков оползнеопасности, отрывов пород, свежих рытвин, оползневых масс не выявлено.

Все вышеперечисленное позволяет сделать вывод, что эрозионные процессы опасности для строительства не представляют.

Оценка карстоопасности участка

Под карстом следует понимать совокупность геологических процессов и явлений, вызванных растворением подземными и поверхностными водами горных пород и проявляющихся в образовании в них пустот, нарушении структуры и изменении свойств.

Карстовый процесс сопровождается размывом пород, суффозией, деформациями поверхности земли и оснований зданий и сооружений (провалы, оседания, воронки), изменением свойств грунтов покрывающей толщи, формированием особого характера циркуляции и режима подземных и поверхностных вод и специфического рельефа местности.

На основании карты России (ОПАСНОСТЬ КАРСТА) участок изысканий по опасности карстового процесса относится к опасному.

Район изысканий до глубины 4,0-8,0 м слагают некарстующиеся осадочные породы.

По таблице 6.16 СП 22.13330.2016 по всем признакам участок относится к не опасным.

По характеру закарстованности участок трассы относится к разряду спокойных, т.к. никаких карстовых форм как на площадке, так и на удалении менее 1 км от неё не отмечено.

На основании рекогносцировочного обследования участка изысканий внешние формы рельефа карстового происхождения не выявлены. В разрезе участка изысканий отсутствуют растворимые горные породы. Мощность четвертичных отложений, на территории изысканий, составляет до 25,0 метров. На основании Государственной Геологической Карты Российской Федерации. Серия Московская. Карта дочетвертичных отложений Лист N-37-XIII (Калуга) масштаб 1: 200 000.

В результате выполнения работ методом вертикальных электрических зондирований (ВЭЗ) не было выявлено аномальных отклонений уровня сопротивления в исследуемом разрезе.

На основании СП 11-105-97 часть 2, таблица 5.1, все вышеперечисленное позволяет сделать вывод, что территория изысканий относится к VI категории карстоопасности по интенсивности провалообразования.

Сейсмичность

Интенсивность сейсмических воздействий в баллах (сейсмичность) для района строительства следует принимать на основе комплекта карт общего сейсмического районирования территории Российской Федерации – ОСР-2015.

Указанный комплект карт предусматривает осуществление антисейсмических мероприятий при строительстве объектов и отражает 10 процентную-(карта А), пятипроцентную-(карта В), одну процентную (карта С) вероятность возможного превышения в течение 50 лет указанных на картах значений сейсмической интенсивности.

Комплект карт ОСР-2015 (А, В, С,) позволяет оценивать на трёх уровнях степень сейсмической опасности, предусматривает осуществление антисейсмических мероприятий при строительстве объектов трёх категорий, учитывающих ответственность сооружений:

– карта А - массовое строительство;

– карты В и С - объекты повышенной ответственности и особо ответственные объекты.

Для принятия проектных решения принимается карта В.

В таблице 3.1 указывается расчётная сейсмическая интенсивность в баллах для средних грунтовых условий и трёх степеней опасности (А, В, С,) в течение 50 лет.

Таблица 3.1 - Расчётная сейсмическая интенсивность в баллах для средних грунтовых условий и трёх степеней опасности (А, В, С,) в течение 50 лет

Название населённого пункта	Карты ОСР-2015		
	А	В	С
Калужская область	5	5	5

Исходя из полученных данных сейсмической интенсивности, сделан вывод о том, что площадка строительства является благоприятной в сейсмическом отношении. Дополнительных сейсмоизолирующих мероприятий не требуется.

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

На основании полевых и лабораторных данных, а также в соответствии с требованиями ГОСТ 20522-2012 грунтовые условия подразделены на 3 ИГЭ (инженерно-геологические элементы), описание и основные физические свойства которых приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1- Основные физические свойства ИГЭ

Характеристики грунтов	Размерность	Значения характеристик грунтов по данным		Принятые нормативные значения	Расчетные значения 0,85/0,95
		Лабораторные исследования	табл А1-А3, Б1. СП 22.13330. 2016		
1	2	3	4	5	6
ИГЭ 1 – Суглинок бурый, серовато-бурый, полутвердый, непросадочный, ненабухающий, с включением мелкой дресвы карбонатных пород.(gQ_{II})					
Природная влажность (W)	%	18,1	-	**18,1**	**-**
Влажность на границе текучести. (W_L)	%	29,0	-	**29,0**	**-**
Влажность на границе раскатывания. (W_p)	%	16,2	-	**16,2**	**-**
Число пластичности (I_p)	%	12,8	-	**12,8**	**-**
Показатель текучести (I_L)	д.е.	0,16	-	**0,16**	**-**
Плотность в естеств. сост.(ρ)	г/см³	2,01	-	**2,01**	**1,99/1,98**
Плотность сухого грунта (ρ_d)	г/см³	1,70	-	**1,70**	**-**
Плотность частиц грунта (ρ_s)	г/см³	2,71	-	**2,71**	**-**
Коэффициент пористости (е)	д.е.	0,59	-	**0,59**	**-**
Степень влажности (S_r)	д.е.	0,83	-	**0,83**	**-**
Угол внутреннего трения (φ)	град.	24	25	**24**	**23/23**
Удельное сцепление (С)	кПа	33	35	**33**	**31/30**
Одометрический модуль, E_{oed}	МПа	9,1	-	**9,1**	**-**
Модуль деформации Е (E_{oed} с учетом коэф. m_{oed}-2,88)	МПа	26,2	<40	**26,2**	**-**
ИГЭ 2 – Суглинок бурый, серовато-бурый, тугопластичный, с тонкими прослойками песка, с включением мелкой дресвы карбонатных пород. (gQ_{II})					
Природная влажность (W)	%	22,1	-	**22,1**	**-**
Влажность на границе текучести. (W_L)	%	29,0	-	**29,0**	**-**
Влажность на границе раскатывания. (W_p)	%	16,4	-	**16,4**	**-**
Число пластичности (I_p)	%	12,6	-	**12,6**	**-**
Показатель текучести (I_L)	д.е.	0,45	-	**0,45**	**-**
Плотность в естеств. сост.(ρ)	г/см³	2,00	-	**2,00**	**1,99/1,98**
Плотность сухого грунта (ρ_d)	г/см³	1,64	-	**1,64**	**-**
Плотность частиц грунта (ρ_s)	г/см³	2,71	-	**2,71**	**-**

Характеристики грунтов	Размерность	Значения характеристик грунтов по данным		Принятые нормативные значения	Расчетные значения 0,85/0,95
		Лабораторные исследования	табл А1-А3, Б1. СП 22.13330. 2016		
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Коэффициент пористости (е)	д.е.	0,65	-	**0,65**	**-**
Степень влажности (Sr)	д.е.	0,91	-	**0,91**	**-**
Угол внутреннего трения (φ)	град.	19	22	**19**	**19/18**
Удельное сцепление (С)	кПа	26	28	**26**	**24/23**
Одометрический модуль, E_{oed}	МПа	7,3	-	**7,3**	**-**
Модуль деформации Е (E_{oed} с учетом коэф. m_{oed}-2,7)	МПа	19,7	<40	**19,7**	**-**
ИГЭ 3 – Суглинок бурый, серовато-бурый, мягкопластичный, опесчаненный. (gQ_{II})					
Природная влажность (W)	%	22,1	-	**22,1**	**-**
Влажность на границе текучести. (W_L)	%	26,1	-	**26,1**	**-**
Влажность на границе раскатывания. (W_p)	%	14,4	-	**14,4**	**-**
Число пластичности (I_p)	%	11,7	-	**11,7**	**-**
Показатель текучести (I_L)	д.е.	0,65	-	**0,65**	**-**
Плотность в естеств. сост.(ρ)	г/см³	2,03	-	**2,03**	**2,02/2,01**
Плотность сухого грунта (ρ_d)	г/см³	1,66	-	**1,66**	**-**
Плотность частиц грунта (ρ_s)	г/см³	2,70	-	**2,70**	**-**
Коэффициент пористости (е)	д.е.	0,63	-	**0,63**	**-**
Степень влажности (Sr)	д.е.	0,95	-	**0,95**	**-**
Угол внутреннего трения (φ)	град.	20	-	**20**	**20/19**
Удельное сцепление (С)	кПа	18	-	**18**	**17/16**
Одометрический модуль, E_{oed}	МПа	5,7	-	**5,7**	**-**
Модуль деформации Е (E_{oed} с учетом коэф. m_{oed}-2,76)	МПа	15,7	-	**15,7**	**-**

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

Грунтовые воды до глубины 4,0-8,0 м не вскрыты.

По результатам химического анализа водной вытяжки из грунтов определена степень коррозионной агрессивности:

– коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой и низколегированной стали по ГОСТ 9.602-2016 характеризуется как средняя, высокая.

– степень агрессивности сульфатов в грунтах к бетонным конструкциям по СП 28.13330.2017 грунты неагрессивные к бетонам марки W4-W20;

– степень агрессивности хлоридов в грунтах к ж/б конструкциям по СП 28.13330.2017 грунты неагрессивные.

В результате проведенных испытаний и последующей обработки результатов измерений были получены значения удельного электрического сопротивления грунта и определена его коррозионная активность. Согласно полевым исследованиям значение удельного электрического сопротивление варьируется в интервалах от 13,5 до 25,5 Ом*м.

По трассе проектируемого газопровода блуждающих токов не выявлено.

6 Сведения о категории и классе линейного объекта

Давление газа в точке подключения принято согласно техническим условиям на подключение (технологическое присоединение) к сети газораспределения от 03.08.2023 № 4078/384, выданным АО «Газпром газораспределение Калуга», и составляет: Р=0,6 МПа, $Р_{мин}$=0,48 МПа.

Согласно таблице 1 СП 62.13330.2011* «Газораспределительные системы» Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002, газопровод от точки врезки до газорегуляторного пункта в д. Заболотье относится по рабочему давлению свыше 0,3 до 0,6 МПа включительно к газопроводу высокого давления 2 категории.

Давление газа на выходе из газорегуляторного пункта в д. Заболотье, принято Р=0,003 МПа. Согласно таблице 1 СП 62.13330.2011* «Газораспределительные системы» Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002, участки газопровода на выходе газорегуляторных пунктов в д. Заболотье относятся по рабочему давлению до 0,005 к газопроводам низкого давления.

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», Приложение 2 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) линейного объекта

Транспортируемая среда - природный газ по ГОСТ 5542-2014.

Пропускная способность газопровода рассчитана исходя из требуемого расхода газа потребителями, приведенного в таблице 7.1.

Сведения об объеме потребления газа приняты согласно данным АО «Газпром газораспределение Калуга». Давление газа в точке подключения принято согласно техническим условиям на подключение (технологическое присоединение) к сети газораспределения от 03.08.2023 № 4078/384, выданным АО «Газпром газораспределение Калуга», и составляет: P=0,6 МПа, $P_{мин}$=0,48 МПа.

Таблица 7.1 – Сведения о расходе газа потребителями

Наименование потребителя	Расход газа max, $м^3/ч$
д. Заболотье	47,59
Общий расход по объекту	47,59

Максимальная скорость газа посчитана согласно п. 7.1.6 ГОСТ 34715.0-2021.

Исходные данные и результаты гидравлического расчета газопровода высокого давления 2 категории представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2. – Результаты гидравлического расчета газопровода высокого давления 2 категории.

Номер участка на схеме	Фактич. длина участка, l1, м	Типоразмер трубы, D x t, мм	Внутр. диаметр, d, мм	Расход газа, $м/ч^3$	Расч. длина участка, l, м	Давление в начале участка, Рн, МПа	Давление в конце участка, Рк, МПа	Макси-мальная скорость газа, v, м/с
1-2	1908,68	63x5,8	51	47,59	2099,55	0,48	0,48	1,06

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)

Для снижения давления газа с высокого Р=0,6 МПа до низкого Р≤0,003 МПа, автоматического поддержания выходного давления на заданном уровне независимо от изменения расхода и входного давления, автоматического прекращения подачи газа при аварийном повышении или понижении входного давления сверх заданных пределов предусмотрена установка газорегуляторного пункта шкафного с основной и резервной линиями редуцирования:

– пункт газорегуляторный шкафной ГРПШ-PGS-РДГК-10М2-1/1-4-47,59-У на базе регулятора РДГК-10-М2 с основной и резервной линиями редуцирования (д. Заболотье);

Оборудование принято в проектной документации на основании гидравлического расчета, выполненного ООО «Газпром проектирование», г. Москва.

Для достижения стабильности в работе газопотребляющих агрегатов, параметры настройки ГРПШ уточнить при пуско-наладочных работах.

ГРПШ размещен в ограждении для защиты от несанкционированного доступа (см. раздел ТКР3).

На площадке ГРПШ предусматривается:

– устройство молниезащиты и заземления (см. раздел ТКР4);

– устройство ограждения (ограничение несанкционированного доступа к нему посторонних лиц) (см. раздел ТКР3).

Характеристики ГРПШ приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Технические характеристики ГРПШ

Газорегуляторный пункт шкафной	ГРПШ-PGS-РДГК-10М2-1/1-4-47,59-У
Место установки	д. Заболотье
Регуляторы давления газа: (основная и резервная линии редуцирования)	РДГК-10-М2
Давление газа на входе, МПа	Рвх. max < 0,6 Рвх. расч. = 0,48
Давление газа на выходе, МПа	Рвых<0,003
Расчетный расход газа, нм^3/ч	Qmax=47,59 Qmin=4,8
Максимальная пропускная способность регулятора при Рвх. расч., ст.м^3/ч	86
Загрузка регулятора, %	55,3
Верхний предел срабатывания клапана предохранительного запорного встроенного, МПа	0,0045
Верхний предел срабатывания клапана предохранительного сбросного, МПа	0,00345

Отключающие устройства устанавливаются:

- в районе места врезки;
- на входе и выходе из ГРПШ.

В качестве отключающих устройств предусмотрено применение кранов шаровых в подземном и надземном исполнении.

Класс герметичности отключающих устройств - «А» по ГОСТ 9544-2015.

Наружная поверхность подземного крана и удлинитель покрыты диэлектрическим антикоррозионным покрытием (усиленного типа) по ГОСТ 9.602-2016.

Управление крана подземной установки осуществляется через телескопический удлинитель штока, верхний конец которого выводиться «под ковер». Узел управления имеет конструкцию, защищенную от попадания влаги, грязи, несанкционированного доступа.

Места установки отключающих устройств по трассе газопроводов приведены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Места установки отключающих устройств в поземном исполнении

Пикет установки	Диаметр, DN
Высокое давление P≤0,6 МПа	
ПК0+4,00	50

ГРПШ, отключающие устройства, используемые в проекте, сертифицированы на соответствие требованиям безопасности, имеют разрешение на применение, выданные Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору на применение, а также сертификат соответствия, выданный системой добровольной сертификации ГАЗСЕРТ.

9 Перечень мероприятий по энергосбережению

Техническими решениями предусмотрены следующие мероприятия по энергосбережению:

– применение качественных изоляционных материалов для подземных участков стальных газопроводов (газопроводы и контрольные трубки на выходе из земли изолируются полимерно-битумной изоляцией усиленного типа по ГОСТ 9.602-2016;

– применение полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 58121.2-2018 и полиэтиленовых футляров, не требующих электрохимической защиты газопровода от коррозии, обеспечивающих экономию электрической энергии;

– применение регуляторов давления на ГРПШ обеспечивает экономное газопотребление и рациональное использование газа;

– применение в ГРПШ запорного и регулирующего оборудования, не требующего подогрева при эксплуатации в зимний период.

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. Продукцию применять с наивысшим классом энергетической эффективности.

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

Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства представлено в разделе 5375.062.П.0/0.0002-ПОС.

11 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест

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 и технический надзор за газовым оборудованием осуществляется в соответствии с «Федеральными нормами и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» от 15.12.2020 №531.

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.

В случае повреждения газораспределительной сети или обнаружения утечки газа при выполнении работ в охранной зоне технические средства должны быть остановлены, двигатели заглушены, а персонал отведен от места проведения работ и расположен по возможности с наветренной стороны. О происшедшем немедленно извещаются аварийно-диспетчерская служба эксплуатационной организации газораспределительной сети, а также в установленном порядке орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации и (или) орган местного самоуправления в соответствии «Правилами охраны газораспределительных сетей» п.24.

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 обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций и сооружений, не указанных в технической документации, работы должны быть немедленно остановлены и приняты меры по обеспечению сохранности обнаруженных подземных коммуникаций и сооружений, установлению их принадлежности и вызову представителя соответствующей эксплуатационной организации газораспределительной сети.

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.

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.

– закладные конструкции для установки в дальнейшем датчиков открытия дверей ГРПШ.

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

Проектируемый объект не является объектом транспортной инфраструктуры, вблизи проектируемого газопровода объекты транспортной инфраструктуры отсутствуют.

15 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

Согласно требованиям Федерального закона № 116-ФЗ от 21 июля 1997 г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», а также «Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления» № 870 от 29.10.2010 г., 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

Нормативная глубина сезонного промерзания для суглинков и глин составляет 1,21 м.

Расчетная глубина сезонного промерзания, рассчитанная согласно п. 5.5.4 СП 22.13330.2016, с учетом коэффициента Kh=1,1, составляет для суглинков и глин: 1,33 м.

По результатам расчетов грунты в зоне сезонного промерзания являются:

- ИГЭ-1 – слабопучинистый;
- ИГЭ-2 – слабопучинистый;
- ИГЭ-3 – вне зоны сезонного промерзания.

Глубина прокладки газопровода в непучинистых и слабопучинистых грунтах (ИГЭ-1,2,3) принята не менее 1,00 м до верха трубы и с учетом прокладки по пахотным землям (землям с/х назначения) принята 1,20 м до верха трубы.

При прохождении газопровода участков с высоким уровнем грунтовых вод (водонасыщенные грунты) не выявлено, балластировка не требуется.

При прокладке газопроводов всех категорий в непучинистых и слабопучинистых грунтах на расстоянии до 15 м от зданий всех назначений следует предусматривать герметизацию подземных вводов и выпусков сетей инженерно-технического обеспечения.

17 Основные проектные решения

Газопроводы

Врезка проектируемого газопровода высокого давления Р<0,6 МПа Г3 ПЭ 63х5,8 производится к существующему подземному газопроводу высокого давления второй категории DN 325мм, сталь «ГРС Воротынск- существующий подземный газопровод высокого давления к жилой зоне центральной усадьбы колхоза «Маяк» д.Горки Перемышльского района Калужской области». Врезка в существующий газопровод выполнена без остановки транспорта газа, через фитинг-тройник, по технологии ООО «Промтехнологии» (Ravetti). Врезку проектируемого газопровода в существующий производить в соответствии с СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.20-2020. Врезка должна производиться оборудованием, имеющим подтверждение соответствия требованиям СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-5-3-2021 с применением материалов (фитингов), соответствующих СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-4-1-2019.

Давление газа в точке подключения принято согласно техническим условиям на подключение (технологическое присоединение) к сети газораспределения от 03.08.2023 №4078/384, выданным АО «Газпром газораспределение Калуга», и составляет: Р=0,6 МПа, $Р_{мин}$=0,48 МПа.

Согласно СП 62.13330.2011*, п. 5.2.4 для проектируемого межпоселкового газопровода давлением свыше 0,3 до 0,6 МПа включительно применяются трубы ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 с коэффициентом запаса прочности не менее 3,2.

Проектной документацией предусматривается:

– из труб полиэтиленовых ПЭ100 ГАЗ SDR 11 по ГОСТ Р 58121.2-2018 и частично (на в входе в газорегуляторный пункт в д. Заболотье) из труб стальных электросварных прямошовных по ГОСТ 10704-91 подземно в изоляции «усиленного типа» и надземно с антикоррозионным покрытием;

– прокладка газопровода низкого давления Р<0,003МПа из труб стальных электросварных прямошовных по ГОСТ 10704-91 и надземно с антикоррозионным покрытием (выход из газорегуляторного пункта в д. Заболотье).

Протяженность газопроводов представлена в таблице 17.1.

Таблица 17.1 – Протяженность газопроводов (потребность в трубах)

Наименование	Протяженность, м
Газопровод высокого давления II кат. Р<0,6 МПа, в т.ч	**1946,4**
- ПЭ100 ГАЗ SDR11 Ø63х5,8	1941,5
- сталь Ø57х3,5 подземно	3,4
- сталь Ø57х3,5 надземно	1,5
Газопровод низкого давления Р<0,003 МПа, в т.ч	**0,9**
- сталь Ø57х3,5 надземно	0,9
Всего:	**1947,3**

Пересечение газопровода с автомобильными дорогами

Проектируемые газопроводы по пути следования пересекают автомобильные дороги. Ведомость пересечений с автомобильными дорогами с твердым покрытием представлена в таблице 17.2.

Таблица 17.2 – Ведомость пересечений с автомобильными дорогами

Пикет	Плюсовка	Наименование дороги	Угол пересечения, градусы	Категория, тип покрытия	Ширина проезжей части по линии перехода, м	Ширина земляного полотна, м	Ширина основания насыпи по линии перехода, м	Владелец, адрес, телефон
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	45,8	М-3 «Украина»-Перемышль	89°	III А	17,06	23,71	30,46	ГКУ Калужской области «Калугадорзаказчик» Адрес: 248600, г.Калуга, ул.Луначарского, д.64, тел.:79-53-63; факс: 8(4842)79-57-05
18	23,9	«автодорога по Заболотье»	88°	А	3,38	7,74	14,36	Администрация муниципального района «Перемышльский район» Адрес: 249130, с.Перемышль, пл.Свободы, д.4; Тел.: 8(48441)3-15-36; E-mail: aperemyshl@adm.kaluga.ru

При пересечении трассы газопровода с автодорогами в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- пересечение существующей местной автомобильной дороги по д.Заболотье из асфальта выполнено закрытым способом, методом ГНБ в футлярах из полиэтиленовых труб ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 160х14,6, глубина заложения газопровода на переходах через местную автомобильную дорогу методом ГНБ принята не менее 2,5 м от подошвы насыпи или дна кювета дороги до верха футляра;

- пересечение автомобильной дороги «М-3 «Украина» - Перемышль» III технической категории выполнено закрытым способом в футляре из полиэтиленовой трубы ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 160х14,6 методом горизонтально-направленного бурения, глубина заложения газопровода на закрытых переходах принята не менее 2,5 м от подошвы насыпи, дна кювета или верха покрытия дороги до верха футляра.

Диаметр и толщина стенки футляра приняты на основании расчета футляра на прочность и проверки овальности сечения подземного газопровода.

Для защиты изоляции газопровода, при протаскивании в защитный футляр, предусматривается применение опорно-направляющих колец.

Концы защитного футляра герметизируются резиновыми манжетами с применением защитного укрытия манжет герметизирующих.

Концы футляра на переходе через автомобильную дорогу местного значения «автодорога по д.Заболотье» выводятся на расстояние не менее 7м от края обочины или подошвы насыпи.

Концы футляра на переходе через автомобильную дорогу «М-3 «Украина» - Перемышль» III технической категории выводятся на расстояние не менее 7 м от подошвы насыпи дороги в одну и другую стороны. Рабочие котлованы расположены за границами полосы отвода дороги.

В верхней части футляров предусматривается установка контрольной трубки DN 50.

Перед началом производства работ вызвать представителя эксплуатирующей автодорогу организации.

Ведомость установки футляров на пересечениях с автомобильными дорогами представлена в таблице 17.3.

Таблица 17.3 – Ведомость установки футляров на пересечениях с автомобильными дорогами

Пикет установки	Футляр, DN мм	Длина в плане, м	Длина факт, м
Прокладка футляра закрытым способом, методом ГНБ			
ПК4+19.50 – ПК4+70.00	160х14,6	50,50	52,00
ПК18+7.00 - ПК18+44.50	160х14,6	37,50	38,50

Пересечение газопровода с естественными преградами

Проектируемый газопровод по пути следования пересекает ложбину на ПК18+37.0.

Пересечение газопровода с ложбиной предусмотрено закрытым способом без нарушения естественного рельефа.

Прокладка газопровода при пересечении, сближении и параллельном следовании с подземными и надземными коммуникациями

По трассе газопровода предусмотрено пересечение надземных линий электропередач ВЛ 10 кВ, а также подземных коммуникаций –кабеля связи.

При пересечении и параллельном следовании газопровода с линиями ВЛ проектом выполнены требования ПУЭ. Расстояния от опор ЛЭП 10 кВ в плане до проектируемого газопровода составляет не менее 5 м в свету, в соответствии с ПУЭ.

При пересечении газопровода с подземными инженерными коммуникациями, расстояния по вертикали соответствуют требованиям СП 62.13330.2011*.

Пересечение газопровода с кабелем связи, выполненный открытым способом, предусмотреть на расстоянии не менее 0,5 м (по вертикали в свету). Защита пересекаемых кабелей от возможных повреждений при производстве строительно-монтажных работ предусмотрена с помощью защитного металлического короба (из швеллеров), концы короба должны выходить за края траншеи не менее чем на 2м и лежать на материковом грунте, поверх короба проложить маркерную ленту, стенки котлована должны быть укреплены щитами. Засыпку траншеи в месте пересечения с кабелем связи производить песком слоями по 0,2 м с тромбованием каждого слоя до уровня на 0,3м выше действующей линии и

сооружений связи с тщательным уплотнением грунта под кабелем.

Земляные работы, в местах пересечения газопровода с подземными инженерными коммуникациями и по 2,0 м в обе стороны вести вручную, в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

Ведомость пересечений с подземными коммуникациями представлена в таблице 17.4.

Ведомость пересечений с надземными коммуникациями представлена в таблице 17.5.

Таблица 17.4 – Ведомость пересечений с подземными коммуникациями

ПК	+	Угол пересечения	Пересечения	Глубина	Владелец коммуникаций
1	86.19	89	каб.связи	-1,00	Калужский филиал ПАО «Ростелеком» Адрес: 248000, г.Калуга, ул.Театральная, д.38

Таблица 17.5 – Ведомость пересечений с надземными коммуникациями

ПК	+	Наименование	Угол пересечения	Высота нижнего провода
6	86,87	ВЛ 10 кВ 3пр.	45	7,90
15	6,07	ВЛ 10 кВ 3пр.	45	7,90

Монтаж газопровода

Согласно п. 5.4 СП 42-103-2003 повороты линейной части газопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях предусмотрены упругим изгибом с радиусом не менее 25 наружных диаметров трубы по СП 42-103-2003 п. 5.4, а также полиэтиленовыми отводами. Присоединение полиэтиленовых газопроводов к стальным предусмотрено неразъёмным соединениям Переход ПЭ/Сталь.

Прокладка газопроводов DN63 предусмотрена из полиэтиленовых длинномерных труб. Соединение полиэтиленовых труб предусмотрена сваркой встык, а также с помощью муфт с закладными нагревателями (ЗН).

Сварку полиэтиленовых труб между собой производить при температуре наружного воздуха от минус 15°С до плюс 45°С, при более низкой температуре наружного воздуха сварку производить в специальных укрытиях.

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°С производится укладка газопровода свободным изгибом («змейкой»), а засыпка - в наиболее холодное время суток. При температуре окружающего воздуха ниже плюс 10°С возможна укладка газопровода прямолинейно, в том числе и в узкие траншеи, а засыпку газопровода производят в самое теплое время согласно п. 6.101 СП 42-103-2003.

Полиэтиленовые трубы должны храниться в условиях, обеспечивающих их сохранность от повреждений. Не допускается использовать для строительства газопровода трубы сплющенные, имеющие уменьшение диаметра более чем на 5% от номинального, и

трубы с надрезами и царапинами глубиной более 0,7 мм.

Контроль качества сварных стыков

Сварные соединения газопроводов подлежат контролю физическими методами в целях выявления наружных дефектов всех видов, а также отклонений по геометрическим размерам и взаимному расположению элементов.

Контроль стыков стальных газопроводов проводят радиографическим - по ГОСТ 7512-82 и ультразвуковым - по ГОСТ Р 55724-2013 методами.

Контролю физическими методами подлежат стыки участков газопроводов, выполненных электродуговой и газовой сваркой (газопроводы из стальных труб), а также сваркой нагретым инструментом встык (газопроводы из полиэтиленовых труб, выполненные на сварочной технике с ручным управлением и средней степени автоматизации). Допускается уменьшать на 60% количество контролируемых стыков полиэтиленовых газопроводов, сваренных с использованием сварочной техники средней степени автоматизации, аттестованной и допущенной к применению в установленном порядке.

Обязательному контролю физическими методами не подлежат стыки полиэтиленовых газопроводов, выполненные на сварочной технике высокой степени автоматизации, аттестованной и допущенной к применению в установленном порядке.

Сварка полиэтиленовых газопроводов соединительными деталями с ЗН должна выполняться аппаратами, осуществляющими регистрацию результатов сварки с их последующей выдачей в виде распечатанного протокола. Сварные соединения подземных полиэтиленовых труб, выполненные с помощью деталей с закладными нагревателями, подлежат визуальному контролю (внешнему осмотру) в целях выявления наружных дефектов всех видов, а также отклонений по геометрическим размерам и взаимному расположению элементов в соответствии с п. 8.16 и п. 8.17 СП 42-103-2003.

В соответствии с таблицей 14 СП 62.13330.2011* количество проверяемых стыков составляет:

– 100% для подземных стальных газопроводов давлением свыше 0,3 МПа;

– 5% для надземных стальных газопроводов давлением свыше 0,005 МПа (обвязка ГРПШ), но не менее 1 стыка.

Стыки стальных надземных газопроводов давлением до 0,005 МПа (обвязка ГРПШ) контролю не подлежат.

Стыки полиэтиленовых труб и футляров, сваренных с высокой степенью автоматизации, контролю не подлежат.

Очистка внутренней полости

Очистку полости газопровода выполняют продувкой воздухом с помощью поршней из эластичных материалов. Продувка осуществляется скоростным потоком (15-20 м/с) воздуха под давлением, равным рабочему.

Продолжительность продувки должна составлять не менее 10 мин.

Продувка считается законченной, когда из продувочного патрубка начинает выходить струя незагрязненного сухого воздуха.

Испытание газопровода

Испытания газопроводов на герметичность проводят путем подачи в газопровод сжатого воздуха и создания в газопроводе испытательного давления.

Испытания газопроводов на герметичность должны выполняться строительно-монтажной организацией в соответствии с проектом производства работ (ППР), согласно п.10.5 СП 62.13330.2011*, на основании данной и нормативной документации.

Температура наружного воздуха в период испытания полиэтиленовых газопроводов должна быть не ниже минус 20°С, согласно п.10.5 СП 62.13330.2011*.

Перед испытанием на герметичность внутренняя полость газопровода должна быть очищена в соответствии с проектом производства работ и выполнена строительно-монтажной организацией.

До начала испытаний на герметичность газопроводы следует выдерживать под испытательным давлением в течение времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе и температуры грунта.

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

Полиэтиленовый газопровод высокого давления св. 0,3 МПа до 0,6 МПа вкл. испытывается давлением 0,75 МПа в течение 24 часов.

Участок стального подземного газопровода высокого давления св. 0,3 МПа до 0,6 МПа вкл. с изоляционным покрытием из липких полимерных лент испытывается давлением 0,75 МПа в течение 24 часов.

Надземный газопровод высокого давления св. 0,3 МПа до 0,6 МПа вкл. испытывается давлением 0,75 МПа в течении 1 часа.

Надземный газопровод низкого давления до 0,005 МПа вкл. испытывается давлением 0,3 МПа в течении 1 часа.

Неразъемные соединения сталь/полиэтилен испытывают совместно с полиэтиленовыми газопроводами.

При проведении испытаний использовать манометры класса точности не ниже 0,4.

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.

Испытания подземного газопровода, прокладываемого футлярах методом ГНБ на участках переходов, через искусственные и естественные преграды, проводят в одну стадию (вместе с основным газопроводом), согласно п. 10.5.8 СП 62.13330.2011*.

Результаты испытания на герметичность считают положительными, если в течение испытания давление в газопроводе не меняется в пределах одного деления шкалы.

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.

Результаты испытаний должны быть оформлены записью в строительном паспорте.

Защита от коррозии

Согласно п. 8.1.5 ГОСТ 9.602-2016 и п 4.11 СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 9.2-1-2021 допускается не предусматривать ЭХЗ стальных участков газопровода с защитным покрытием усиленного типа, длиной не более 10 м.

Протяженность участков подземного стального газопровода перед ГРПШ составляет 2,4м, в месте врезки 1 м. Участки подземного стального газопровода предусмотрены с защитным покрытием усиленного типа согласно ГОСТ 9.602-2016 п.7.1, 7.2, приложение Ж на основе антикоррозионного покрытия из липких полимерных лент ПИРМА-Л 2,2х90 (ТУ 2245-003-48312016-03 (изм.2) в два слоя, с предварительным нанесением битумного праймера ПЛ-М (ТУ 5775-001-01297858-01), поверх ленты наносится защитная обертка ПОЛИЛЕН ОБ (ТУ 2245004-01297859-99). Участки подземного стального газопровода засыпать песком до проектной отметки.

На входе и выходе газопровода из земли у ГРПШ предусмотрены футляры и установка неразъемных электроизолирующих соединений.

Для защиты от атмосферной коррозии участков надземного стального газопровода предусмотрена окраска эмалью ПФ-115 в два слоя, с предварительным нанесением грунтовки ГФ-021 в два слоя. Протяженность участка надземного стального газопровода перед ГРПШ составляет 1,5м, после ГРПШ - 0,9м.

Проектом предусмотрено применение запорной арматуры с заводским антикоррозионным покрытием усиленного типа.

Эксплуатация газового хозяйства

Эксплуатация и технический надзор за газовым оборудованием осуществляется в соответствии с «Федеральными нормами и правила в области промышленной безопасности», «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (Приказ Ростехнадзора от 15 декабря 2020 г. № 531).

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.

Не допускается 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.

Срок эксплуатации проектируемого полиэтиленового газопровода с соединительными деталями составляет не менее 50 лет.

Срок эксплуатации проектируемого стального газопровода с соединительными деталями составляет не менее 50 лет согласно п. 7.3 ГОСТ Р 58094-2018.

Срок эксплуатации запорной арматуры составляет не менее 30 лет в соответствии с таблицей Г.2 ГОСТ Р 56001-2014.

Срок продолжительности эксплуатации для ГРПШ составляет не менее 30 лет согласно ГОСТ 34011-2016.

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

– вдоль трасс наружных газопроводов - в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 метров с каждой стороны газопровода;

– вдоль трасс подземных газопроводов из полиэтиленовых труб при использовании медного провода для обозначения трассы газопровода - в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 3 метров от газопровода со стороны провода и 2 метров – с противоположной стороны;

– вдоль трасс межпоселковых газопроводов, проходящих по лесам и древесно-кустарниковой растительности, - в виде просек шириной 6 метров, по 3 метра с каждой стороны газопровода. Для надземных участков газопроводов расстояние от деревьев трубопровода должно быть не менее высоты деревьев в течении всего срока эксплуатации газопровода;

– вокруг отдельно стоящих газорегуляторных пунктов - в виде территории, ограниченной замкнутой линией, проведенной на расстоянии 10 метров от границ этих объектов.

В охранной зоне газораспределительных сетей согласно п. 2 Постановления № 878 «Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей» 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 ПРГ, люки подземных колодцев, включать или отключать электроснабжение средств связи, освещения и систем телемеханики;

– самовольно подключаться к газораспределительным сетям.

Приложение А

Пункт газорегуляторный шкафной ГРПШ-PGS-РДГК-10М2-1/1-4-47,59- У (д. Заболотье).

Схема технологическая.

PGS

Объект: Газопровод межпоселковый к дер. Заболотье Перемышльского района Калужской области дер. Заболотье

Схема технологическая

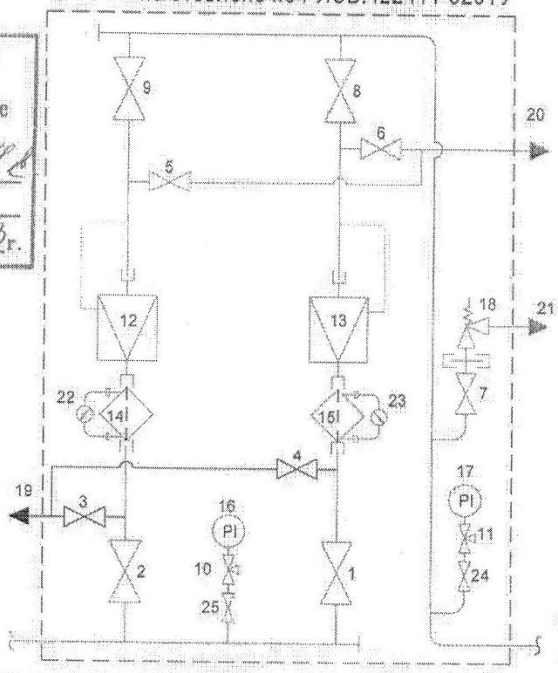
Тех. задание №704_23 ГРПШ-PGS-РДГК-10М2-1/1-4-47,59-У

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-8-2–2019

изготовлено по РЛСВ.422411-020ТУ

ГАЗСЕРТ

СОГЛАСОВАНО
Отдел метрологии
АО "Газпром газораспределение Калуга"
Ф.И.О. Красовская Н.А.
Подпись
«09» 11 2023 г.



Возможное примение регуляторов

РДГК-10-М2
РДГК-10-2

Номер на схеме	Наименование	Условное обозначение	Марка (модель)	Кол-во
1-2	Кран шаровой		приварной DN20	2
3-7	Кран шаровой		приварной DN20	5
8-9	Кран шаровой		приварной DN32	2
10-11	(импульсный кран для КИП)		VE-РАСКО-Н3 (DN15)	2
12-13	Регулятор давления газа		РДГК-10М2 (Газсерт)	2
14-15	Фильтр газовый		ФН3/4-6.1 DN20 Термобрест	2
16	Манометр	PI	(0-1,0 МПа)	1
17	Напоромер	PI	(0-6 кПа)	1
18	Предохранительная арматура (ПСК)		КПС-20Н (DN20)	1
19-20	Продувочный патрубок		DN20	2
21	Сбросной газопровод (свеча)		DN20	1
22-23	Индикатор перепада давления (ИПД)		Signum (Промгазсервис)	2
24-25	Кран шаровой		приварной DN20	2
	Направление потока газа			

- Технологический трубопровод основного назначения
- Сброс на свечу высокого давления
- Сброс на свечу низого давления
- Трубопровод внешней импульсной линии только для регулятора РДГК-10М2

СОГЛАСОВАНО
Производственно-технический отдел
АО "Газпром газораспределение Калуга"
Ф.И.О. Абрамов С.В.
Подпись
«09» 11 2023 г.

Согласование

Заказчик М.П.

Производитель М.П.

Давление на входе, МПа	0,005-0,6
Давление на выходе, кПа	2-3
Расход газа м³/ч	1-90

Приложение Б

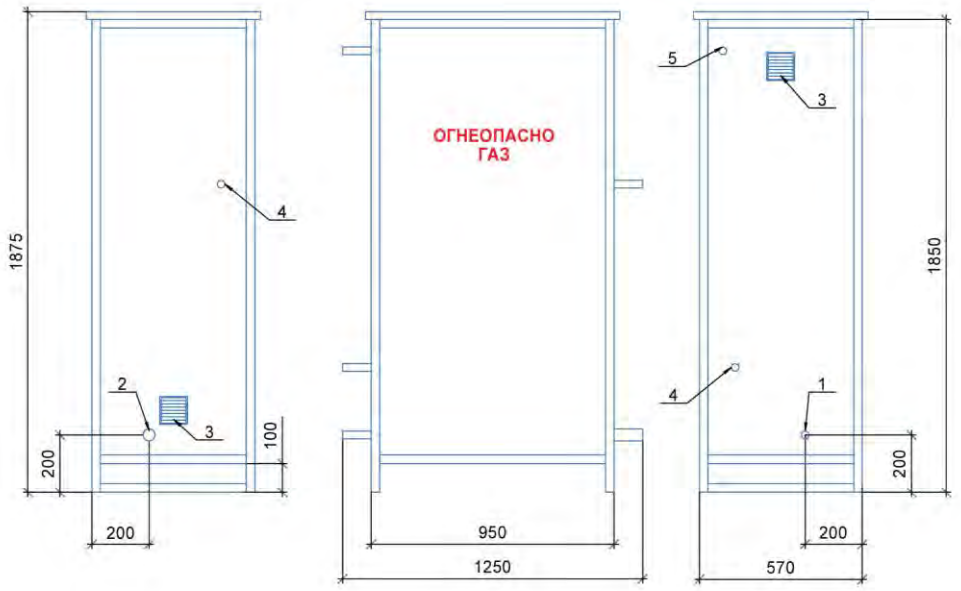
Пункт газорегуляторный шкафной ГРПШ-PGS-РДГК-10М2-1/1-4-47,59- У (д. Заболотье). Габаритно-установочная схема.

Обслуживание	двухстороннее
Система обогрева	нет
Утепление	нет
Масса изделия не более, кг	100

PGS

ГАЗСЕРТ

Габаритно-установочная схема



Поз.	Наименование
1	вход газа (DN20)
2	выход газа (DN32)
3	вентиляция
4	сбросной патрубок (DN20)
5	продувочный патрубок (DN20)

Согласование

Заказчик Производитель

М.П. М.П.

Расположение продувочных и сбросных патрубков, импульсных линий, ящиков под доп. оборудование показано условно.Габаритные размеры могут не значительно отличаться.

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулиро-ванных				

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	
2	Схема линейного объекта с обозначением мест установки	
	технологического оборудования	
3	Узел врезки ПК0; (1:50)	
4	Установка подземного крана DN50 ПК0+4,00	
5	Установка ГРПШ в д. Заболотье; (1:50)	
6	Прокладка газопровода Ø63х5,8 в футляре Ø160х14,6. Схема монтажа	
7	Вывод провода-спутника в стойку контрольно-измерительного пункта	
8	Схема расположения элементов узла защиты подземного кабеля (швеллер L=5000)	
9	Опозновательный знак	

Взам. инв.N

Подп. и дата

Инв. N подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Криворучкина			12.23
Проверил		Шамухин			12.23
Нач. отдела		Бабусенко			12.23
Н. контр.		Петухова			12.23
ГИП		Достанова			12.23

5375.062.П.0/0.0002-ТКР1.ГЧ

Газопровод межпоселковый к дер.Заболотье Перемышльского района Калужской области

Линейная часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	9

Ведомость графической части

ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Формат А4

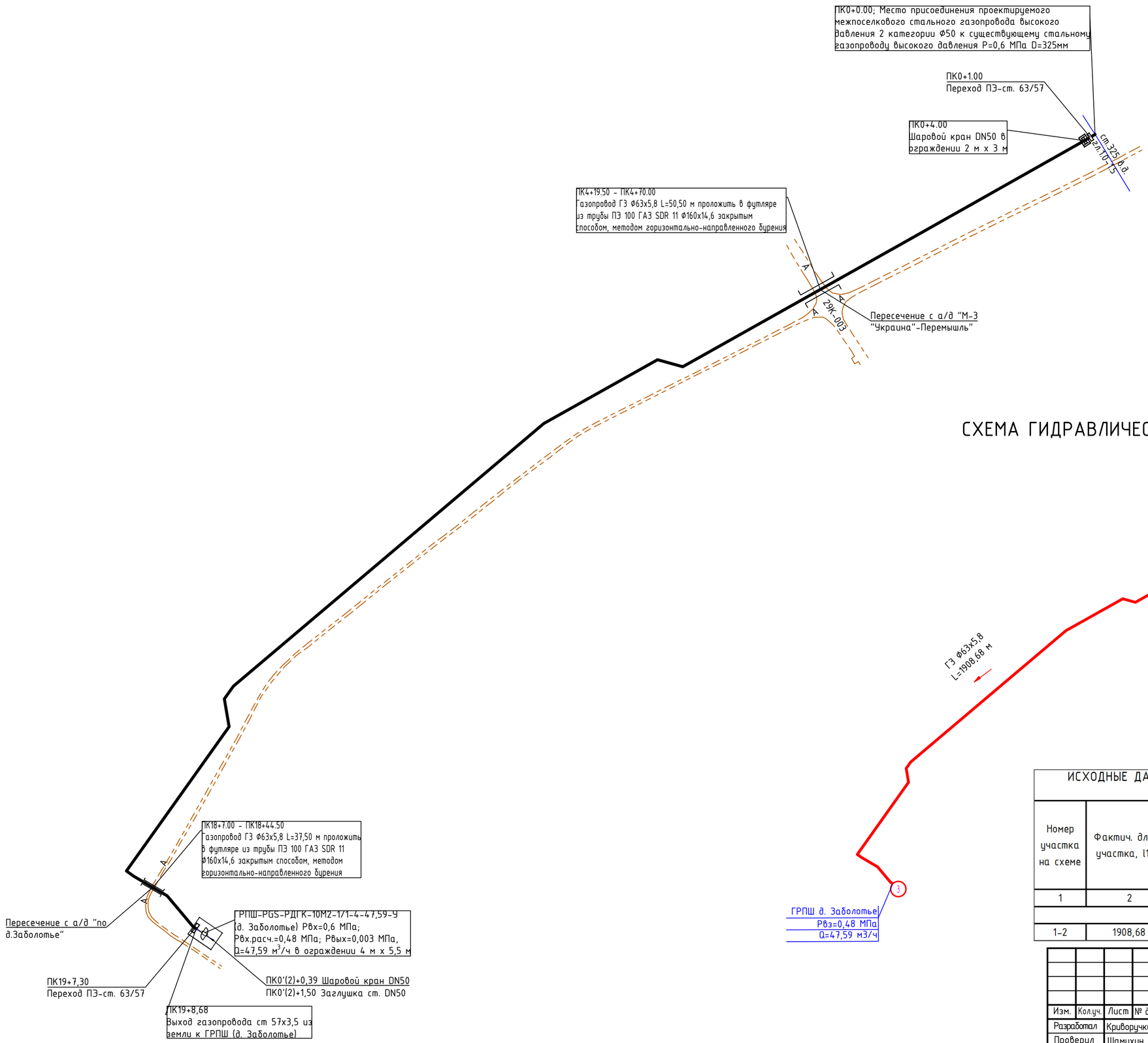
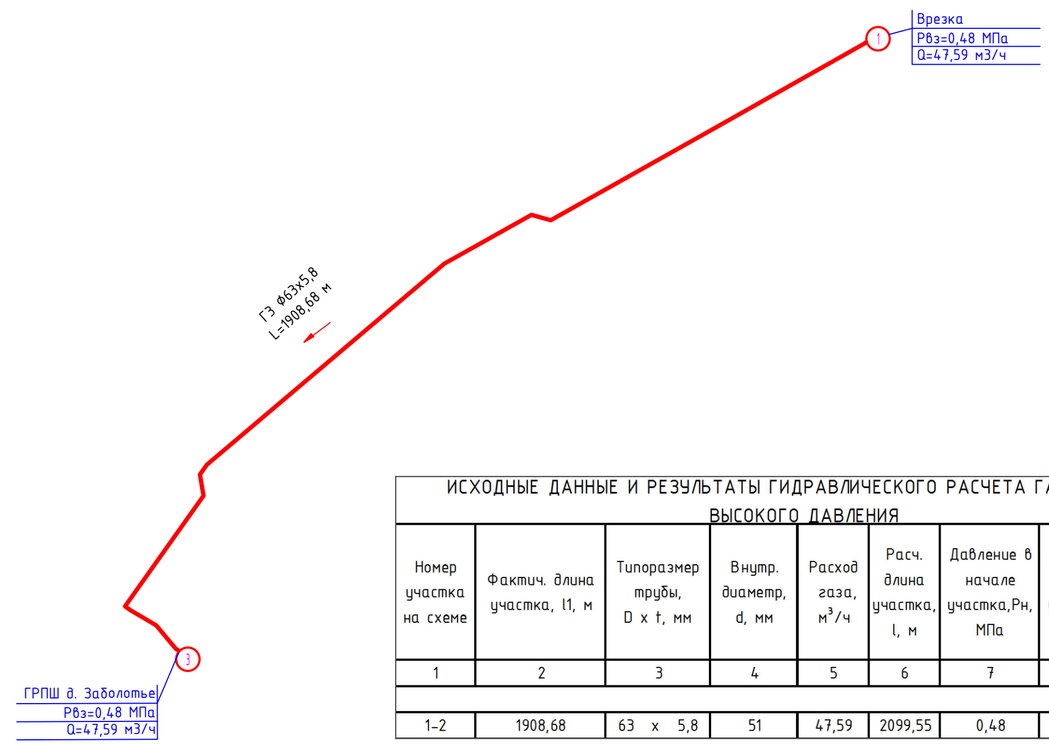


СХЕМА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА



ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ГАЗОПРОВОДА ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

Номер участка на схеме	Фактич. длина участка, l1, м	Типоразмер трубы, D x t, мм	Внутр. диаметр, d, мм	Расход газа, $м^3/ч$	Расч. длина участка, l, м	Давление в начале участка,Рн, МПа	Давление в конце участка,Рк, МПа	Максимальная скорость газа, v, м/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1-2	1908,68	63 x 5,8	51	47,59	2099,55	0,48	0,48	1,06

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Криворучкина			12.23
Проверил		Шамухин			12.23
Нач. отдела		Бабусенко			12.23
Н. контр.		Петухова			12.23
ГИП		Достанова			12.23

5375.062.П.0/0.0002-ТКР1.ГЧ

Газопровод межпоселковый к дер.Заболотье Перемышльского района Калужской области

Линейная часть

Стадия	Лист	Листов
П	2	

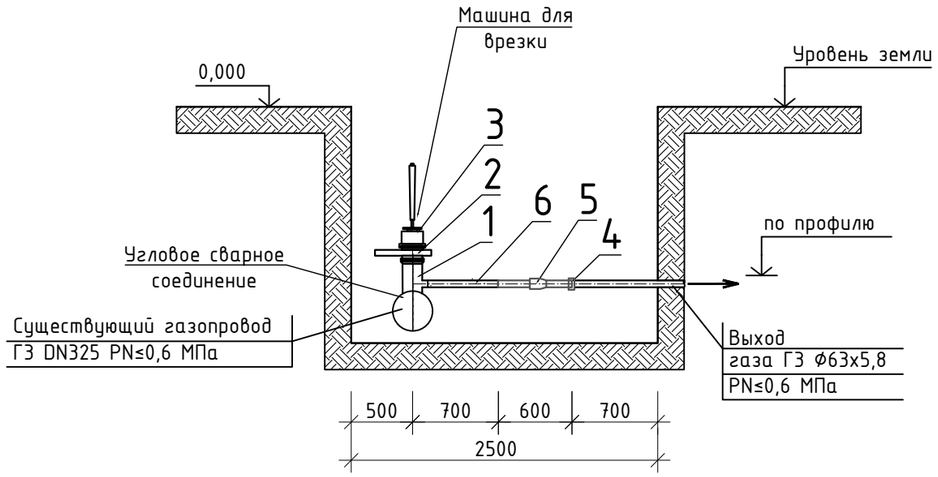
Схема линейного объекта с обозначением мест установки технологического оборудования

ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

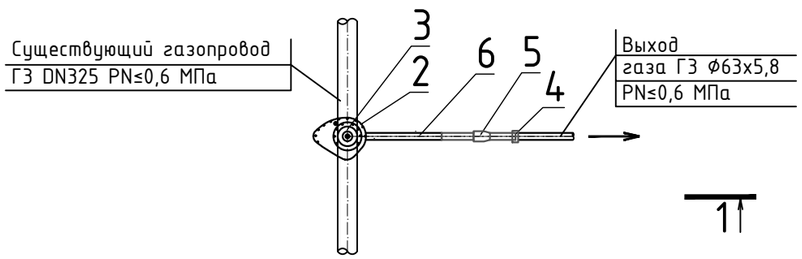
Взам. инв.N | Подп. и дата | Инв. N подл.

Формат А2

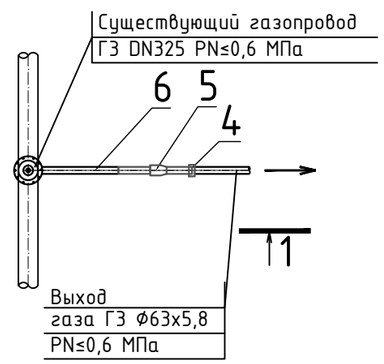
1–1 (процесс работ по врезке)



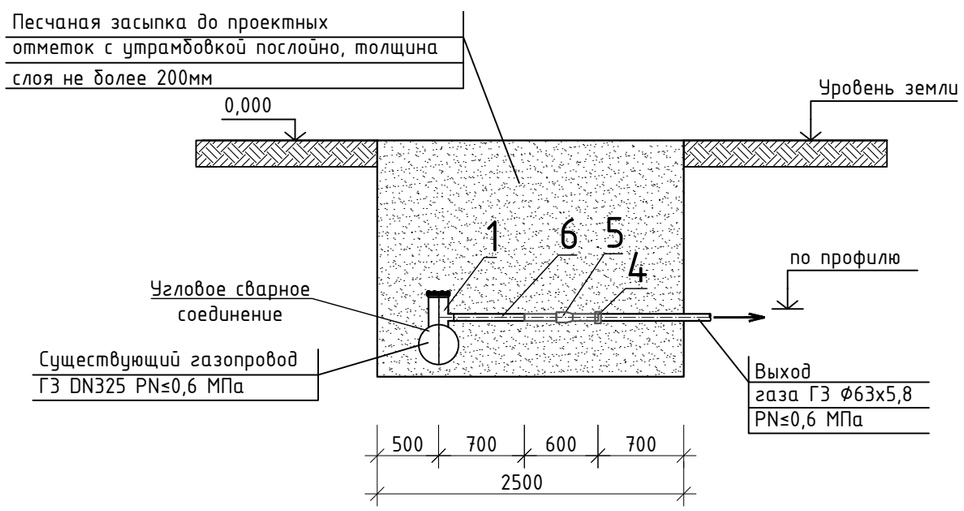
ПЛАН (процесс работ по врезке)



ПЛАН (окончание работ по врезке)



1–1 (окончание работ по врезке)



СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Приме-чание
Газопровод высокого давления Р≤1,2 МПа					
		Комплект оборудования для врезки в газопровод без снижения давления:			
1		Фитинг-тройник для газопровода наружным диаметром 57 мм рабочим давлением 1,2 МПа из стали 20 климатического исполнения У	1		шт
2		Сендвич-клапан 1-3"	1		шт
3		Машина для врезки	1		шт
4	ТУ 22.21.29-062-73011750-2021	Переход-СН ПЭ100 ГАЗ SDR11 ПЭ/сталь 63/ст.57	1	2,2	шт
5	ТУ 22.21.29-048-73011750-2021	Муфта ПЭ100 ГАЗ SDR11 63 с ЗН	1	0,169	шт
6		Труба 57х3,5 ГОСТ 10704-91 / В 20 ГОСТ 10705-80	1,0	4,62	м
	ТУ 5775-001-01297858-01	Битумный Праймер ПЛ-М	0,03		кг (0,18м2)
	ТУ 2245-003-48312016-03	Лента ПИРМА-1-Л, толщиной 2,2 мм, шириной 90 мм.	1,4		кг (0,18м2) 2 слоя
	ТУ 2245-004-01297859-99	Обертка ПОЛИЛЕН ОБ	0,19		кг (0,18м2)
	ГОСТ 8736-2014	Песок строительный	9,5		м3

Технология проведения работ по врезке в существующий газопровод принимается согласно СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.20-2020. Врезка должна производиться оборудованием, имеющим сертификаты, подтверждающие соответствие требованиям СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-5-3-2021 с применением материалов (фитингов), соответствующих СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-4-1-2019.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	5375.062.П.0/0.0002-ТКР1.ГЧ			
						Газопровод межпоселковый к дер.Заболотье Перемышльского района Калужской области			
Разработал		Криворучкина			12.23	Линейная часть	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Шамухин			12.23		П	3	
Нач. отдела		Бабусенко			12.23				
Н. контр.		Петухова			12.23	Узел врезки ПК0. (1:50)	ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ		
ГИП		Достанова			12.23				

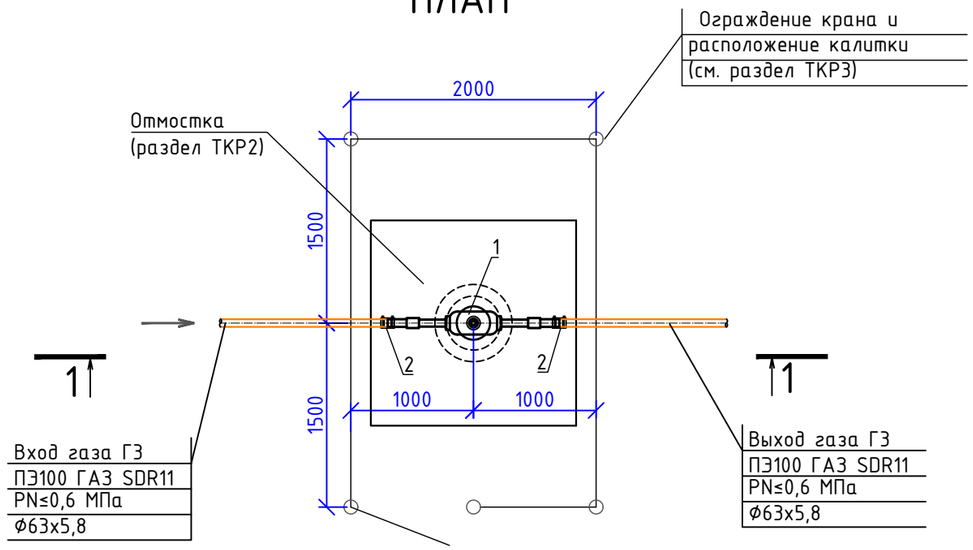
Взам. инв.N

Подп. и дата

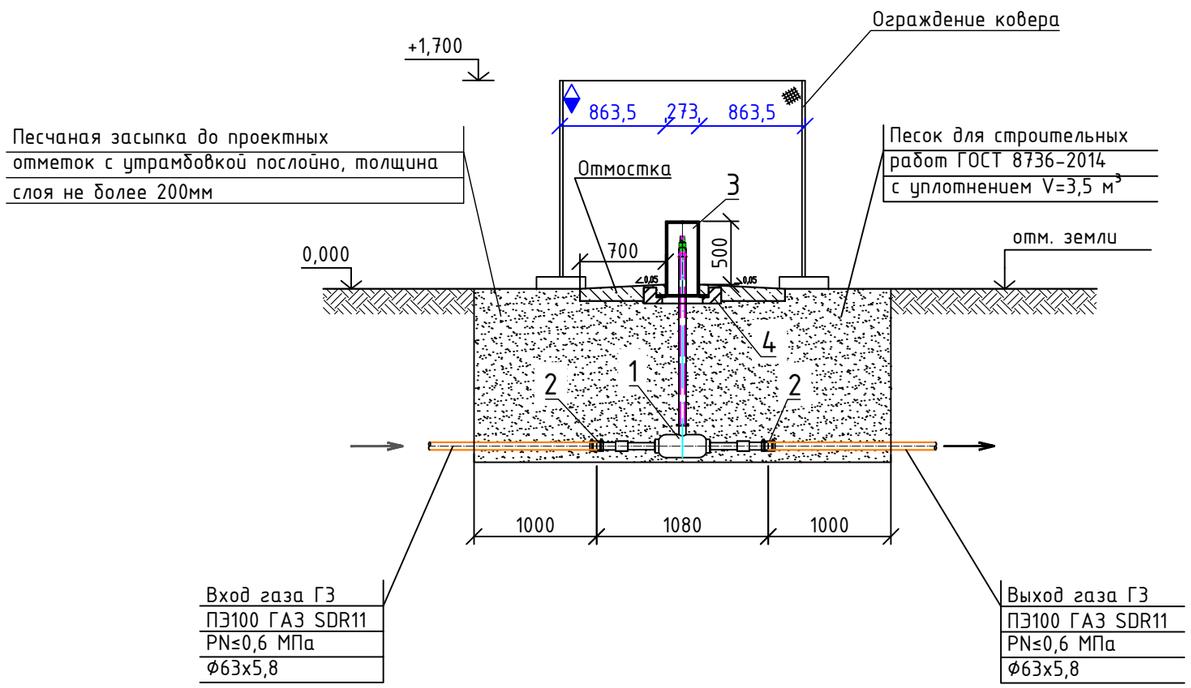
Инв. N подл.

Формат А3

ПЛАН



1-1



СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Приме-чание
		Газопровод высокого давления 2 категории P≤0.6 МПа			
1		КШГ 79.106.050.Б.10.1300 кран шаровой полнопроходной с полиэтиленовыми патрубками из полиэтилена ПЭ-100 ГАЗ SDR11 DN50, PN≤0,6 МПа, для подземной установки с выводом управления под ковер, класс герм. затвора "А"	1	40	шт
		Т-ключ шестигранный Dkt 32 мм	1		шт
2	ТУ 22.21.29-048-73011750-2021	Муфта ПЭ100 ГАЗ SDR11 63 с ЗН	2	0,169	шт
3	ТУ 4859-001-09665304-2011	Ковер газовый стальной средний D273 H=580 мм	1	51	шт
4	ТУ 400-10476-89	Подушка под газовый ковер УГ-39	1	65	шт
	ГОСТ 8736-2014	Песок строительный	3,5		м³

1. Отмостку площадки ковера выполнить из бетона. Поверхность обработать битумом БН 70/30 ГОСТ 6617-2021.
2. Ограждение ковера см. раздел ТКР3.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Криворучкина			12.23
Проверил		Шамухин			12.23
Нач. отдела		Бабусенко			12.23
Н. контр.		Петухова			12.23
ГИП		Достанова			12.23

5375.062.П.0/0.0002-ТКР1.ГЧ

Газопровод межпоселковый к дер.Заболотье Перемышльского района Калужской области

Линейная часть

Стадия	Лист	Листов
П	4	

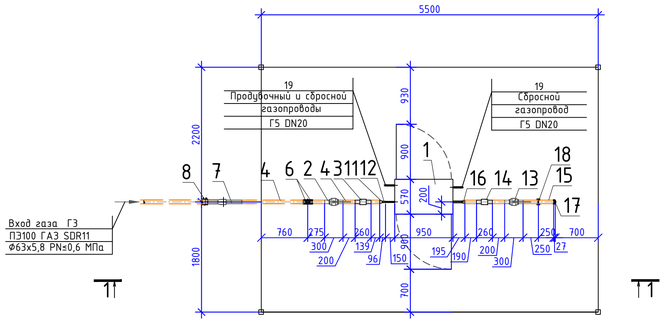
Установка подземного крана DN50
ПК0+4,00

ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

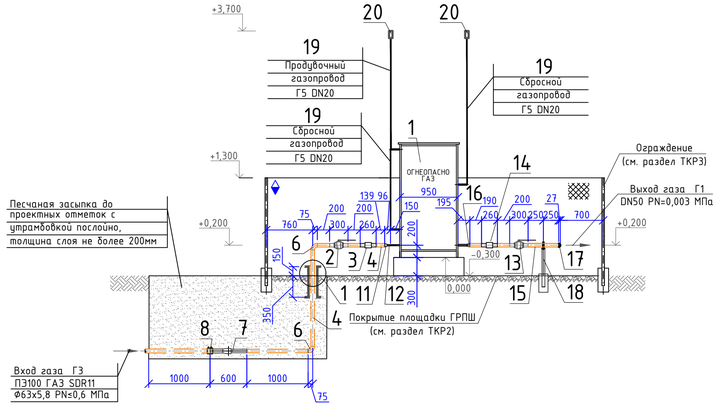
Взам. инв.N | Подп. и дата | Инв. N подл.

Формат А4х3

ПЛАН



РАЗРЕЗ 1-1



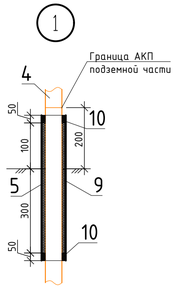


ТАБЛИЦА НАСТРОЙКИ ГРПШ-PGS-РДГК-10М2-1/1-4-47,59-У

Наименование	Расход газа м3/ч	Входное давление газа, МПа	Выходное давление газа, МПа	Пропускная способность регулятора, м3/ч	Загрузка регулятора, %	Верхний предел срабаты вания клапана, МПа	Прим.
Регулятор давления газа РДГК-10М2	47,59 (max) 4,8 (min)	0,48	0,003	86,0	55,3	-	
Клапан предохранительный запорный КПЗ						0,0045	
Клапан предохранительный сбросной КПС						0,00345	

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Приме-чание
		Пункт редуцирования газа шкафной ГРПШ-PGS-РДГК-10М2-1/1-4-47,59-У на базе регулятора РДГК-10М2 с основной и резервной линиями редуцирования	1	100	компл.
Газопровод высокого давления Р≤0,6 МПа					
2		Кран стальной шаровый для надземной установки, полный проход, DN50, PN16, КШГ 70.112.050.А.16, сварка/сварка	1	5,8	шт
3		Соединение изолирующие стальное полнопроходное СИ-50с, сварное	1	2,8	шт
4		Труба $\frac{57х3,5\ ГОСТ\ 10704-91}{В\ Ст10\ ГОСТ\ 10705-80}$	3,9	4,62	м (2,4 подз., 1,5 надз.)
5		Труба $\frac{108х4,0\ ГОСТ\ 10704-91}{В\ Ст10\ ГОСТ\ 10705-80}$ (для футляра)	0,5	10,26	м
6		Отвод П 90-57х3,5-Ст10 усил./антикор. покрытие ГОСТ 17375-2001	1/1	0,6	
7	ТУ 22.21.29-062-73011750-2021	Переход-СН ПЭ100 ГАЗ SDR11 ПЭ/сталь 63/ст.57	1	2,20	шт
8	ТУ 22.21.29-048-73011750-2021	Муфта ПЭ100 ГАЗ SDR11 63 с ЭН	1	0,169	шт
9	ТУ 2254-204-21081385-96	Монтажная пена"Макрофлекс"	2,1		дм^3
10	ТУ 2257-093-89589540-2014	Герметик	0,5		дм^3
11		Переход 57х5,0-32х3,0 ГОСТ 17378-2001 антикор. покрытие	1	0,3	шт
12		Переход К 42,4х3,6-26,9х3,2 (Ду 32-20) ГОСТ 17378-2001 антикор. покрытие	1	0,17	шт
	ГОСТ 8736-2014	Песок строительный	3,1		м3
	ГОСТ 25129-2020	Грунтовка ГФ-021	0,07		кг (0,29м2) 2 слоя
	ГОСТ 6465-76	Эмаль ПФ-115	0,12		кг (0,29м2) 2 слоя
	ТУ 5775-001-01297858-01	Битумный Праймер ПЛ-М	0,10		кг (0,62м2)
	ТУ 2245-003-48312016-03	Лента ПИРМА-1-Л, толщиной 2,2 мм, шириной 90 мм.	4,80		кг (0,62м2) 2 слоя
	ТУ 2245-004-01297859-99	Обертка ПОЛИЛЕН ОБ	0,66		кг (0,62м2)

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Приме-чание
Газопровод низкого давления Р≤0,003 МПа					
13		Кран стальной шаровый для надземной установки, полный проход, DN50, PN16, КШГ 70.112.050.А.16, сварка/сварка	1	5,8	шт
14		Соединение изолирующие стальное полнопроходное СИ-50с, сварное	1	2,8	шт
15		Труба $\frac{57х3,5\ ГОСТ\ 10704-91}{В\ Ст10\ ГОСТ\ 10705-80}$	0,9	4,62	м (надз.)
16		Переход 57х5,0-32х3,0 ГОСТ 17378-2001 антикор. покрытие	1	0,3	шт
17		Заглушка П 57х3,0-Ст10 ГОСТ 17379-2001 антикор. покрытие	1	0,2	шт
18		Опора 57-КХ-А11-Н-В20-ОСТ36-146-88	1	2,1	шт
	ГОСТ 25129-2020	Грунтовка ГФ-021	0,10		кг (0,43м2) 2 слоя
	ГОСТ 6465-76	Эмаль ПФ-115	0,16		кг (0,43м2) 2 слоя
		Продувочный и сбросной газопроводы Г5			
19		Труба 20х2,8 ГОСТ 3262-75	8,5	1,66	м
20	с.5.905-11 в.2	Насадка для свечи ШРП 2.20.01.00 DN20	3	0,76	шт
	ГОСТ 25129-2020	Грунтовка ГФ-021	0,12		кг (0,53 м^2) 2 слоя
	ГОСТ 6465-76	Эмаль ПФ-115	0,19		кг (0,53м^2) 2 слоя

1 За отметку 0,000 принята отметка планировки площадки ГРПШ. Планировку и покрытие площадки ГРПШ см. раздел ТКР2.

2 Фундамент под ГРПШ, ограждение площадки ГРПШ, бетонную отмостку ковера см. раздел ТКР3.

3 Заземление и молниезащиту ГРПШ см. раздел ТКР4.

4 Для изоляции надземных труб и соединительных деталей предусмотрена окраска эмалью ПФ-115 в два слоя, с предварительным нанесением грунтовки ГФ-021 в два слоя.

5 Изоляция подземных труб, соединительных деталей, защитного футляра предусмотрена лентой ПИРМА-1-Л в два слоя, с предварительным нанесением битумного праймера ПЛ-М. Поверх ленты нанести защитную обертку ПОЛИЛЕН ОБ.

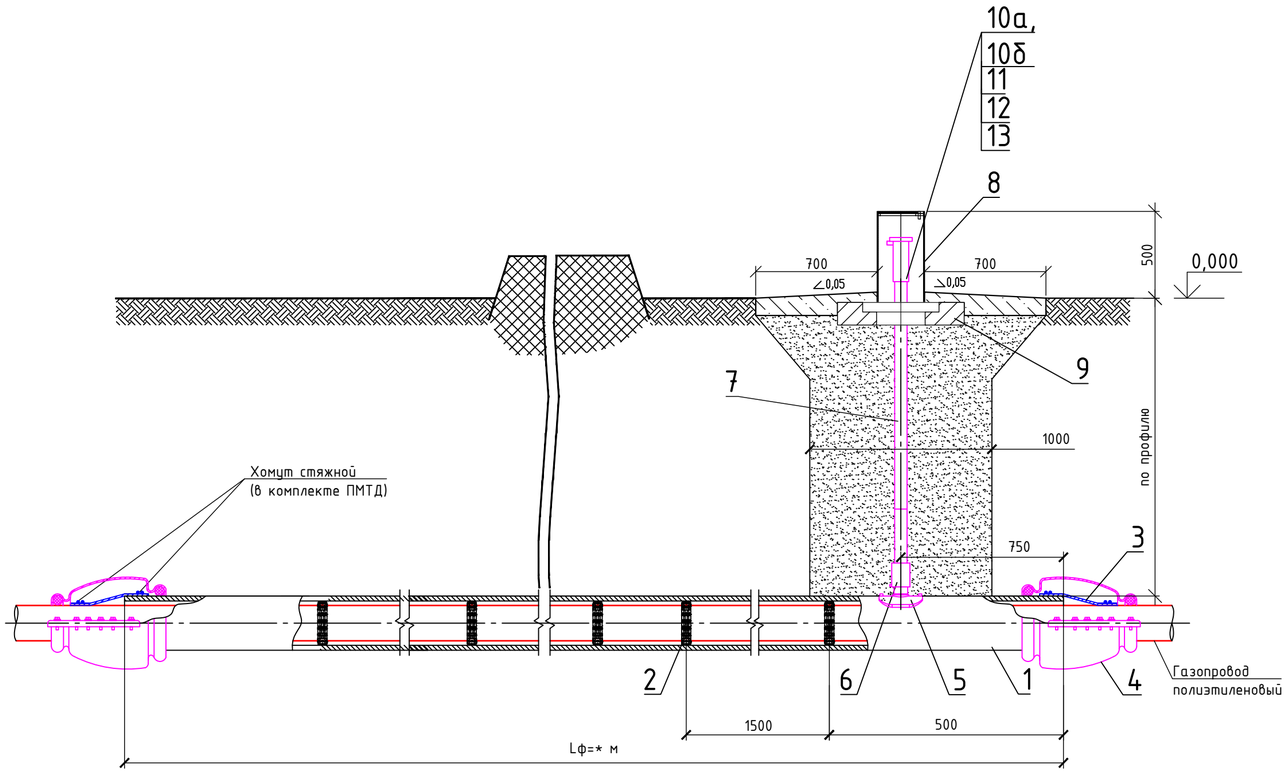
						5375.062.П.0/0.0002-ТКР1.ГЧ
						Газопровод межпоселковый к дер.Заболотье Перемышльского района Калужской области
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разработал		Криворучкина			12.23	Линейная часть
Проверил		Шамухин			12.23	
Нач. отдела		Бабуценко			12.23	
Н. контр.		Петухова			12.23	Установка ГРПШ д. Заболотье; (1:50)
ГИП		Достанова			12.23	

Стадия	Лист	Листов
П	5	

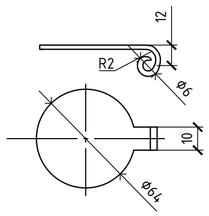
ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

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

Формат А4х4



КРЫШКА



СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Приме-чание
		Футляр:			
1		Труба ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 160х14,6 ГОСТ Р 58121.2-2018	*	6,67	м
		Защитное кольцо:			
2	ТУ 22.29.29-001-09714994-2018	Роликовое опорно-направляющее кольцо РОНК S1 ø59-69/15-6 ТЕК	*	0,048	шт
		Заделка футляра:			
3	ТУ 22.19.73-002-09714994-2018	Герметизирующая манжета ТЕК тип U Ф63х160	2	1,5	комп.
4	ТУ 23.14.12-001-09714994-2021	Защитное укрытие герметизирующей манжеты ТЕК Ø63х160	2	1,05	комп.
		Контрольная трубка:	1		
5		Электросварной седловой отвод с (ЗН) с ответной частью ПЭ 100 SDR 11 ГАЗ 160х63 ГОСТ Р 58121.3-2018	1	1,19	шт
6	ТУ 22.21.29-062-73011750-2021	Переход-СН ПЭ100 ГАЗ SDR11 ПЭ/сталь 63/ст.57	1	2,20	шт
7		Труба $\frac{57х3,5\ ГОСТ\ 10704-91}{В-20\ ГОСТ\ 10705-80}$	*	4,62	м
8	ТУ 4859-001-09665304-2011	Ковер газовый стальной средний D273 H=580 мм	1	51,00	шт
9	ТУ 400-10476-89	Подушка под газовый ковер УГ-39	1	65,00	
10а		Скоба:			
		Лист $\frac{Б-ПН-2.0\ ГОСТ\ 19903-2015}{I-IV-Ст3\ ГОСТ\ 16523-97}$	1		шт
10б		Крышка:			
		Лист $\frac{Б-ПН-2.0\ ГОСТ\ 19903-2015}{I-IV-Ст3\ ГОСТ\ 16523-97}$	1		шт
11		Ось-2-6 h1 12х28 Ст3 ГОСТ 9650-80	1		шт
12		Шайба 6.01.096 ГОСТ 11371-78	2		шт
13		Шплинт 1.6х10.0.05 ГОСТ 397-79	2		шт
	ГОСТ 8736-2014	Песок строительный	*		$м^3$
	ТУ 5775-001-01297858-01	Битумный Праймер ПЛ-М	*/*		кг
	ТУ 2245-003-48312016-03	Лента ПИРМА-1-Л, толщиной 2,2 мм, шириной 90 мм	*/*		кг
	ТУ2245-004-01297859-99	Обертка ПОЛИЛЕН ОБ	*/*		кг
	ГОСТ 26633-2015	Бетон В15 F150 W4 (отмостка)	0,25		$м^3$

*-см. Таблицу 1 - Переменные значения футляров

1. Изоляция подземных труб, соединительных деталей, защитного футляра предусмотрена лентой ПИРМА-1-Л в два слоя, с предварительным нанесением битумного праймера ПЛ-М. Поверх ленты нанести защитную обертку ПОЛИЛЕН ОБ. Для изоляции надземных труб и соединительных деталей предусмотрена окраска эмалью ПФ-115 в два слоя, с предварительным нанесением грунтовки ГФ-021 в два слоя.
2. Отмостку площадки контрольной трубки выполнить из бетона. Поверхность обработать битумом БН 70/30 ГОСТ 6617-2021.
3. Врезку седлового отвода выполнять специализированным инструментом.

ТАБЛИЦА 1 - ПЕРЕМЕННЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ФУТЛЯРОВ

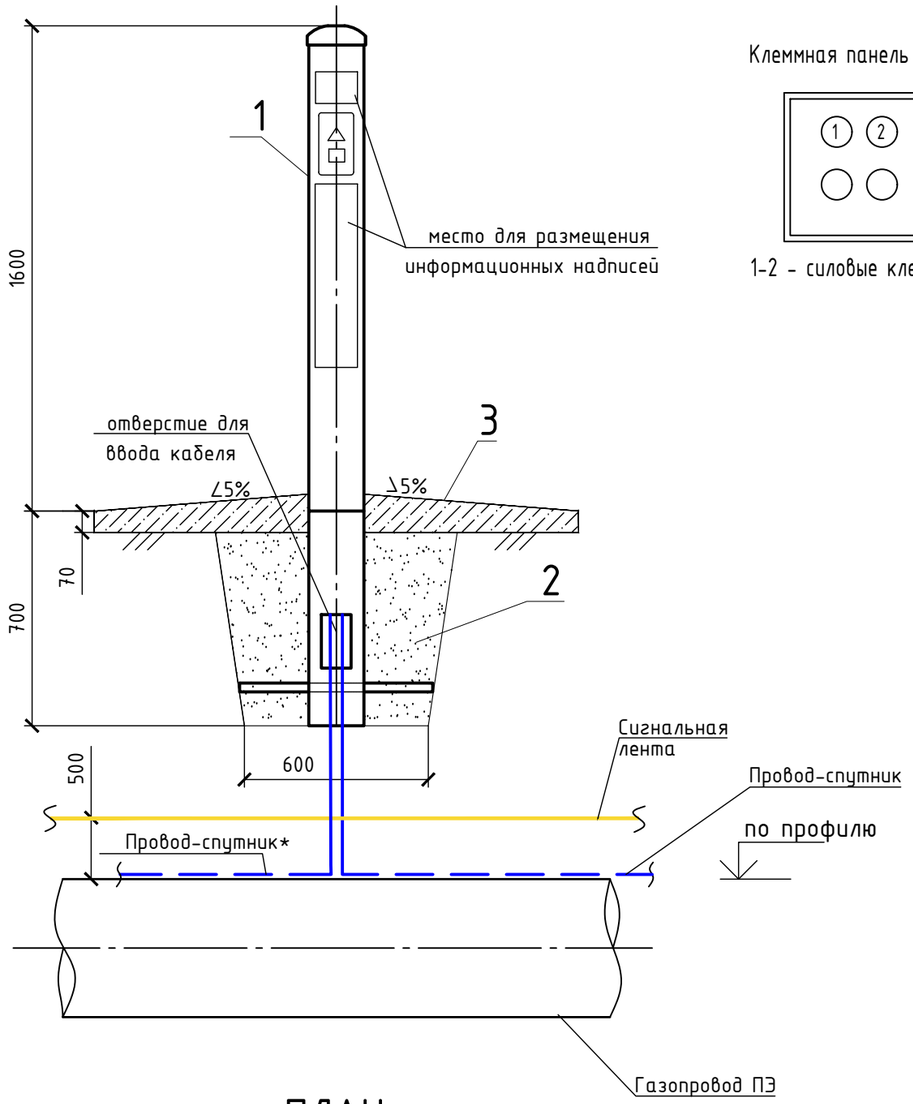
Расположение проектируемого футляра	Диаметр проектируемого газопровода, мм	Диаметр проектируемого футляра, мм	Длина футляра в плане L, м	Длина футляра факт. Lф, м	Роликовое опорно-направляющее кольцо РОНК, шт	Труба 57х3,5 (контр. трубка)	Битумный Праймер ПЛ-М, кг	Лента Пирма-Л,$м^2$/кг	Обертка Полилен ОБ,м2	Песок, $м^3$
ПК4+19.50 - ПК4+70.00	Ф63х5,8	Ф160х14,6	50,50	53,10	26	0,90	0,04	0,22/1,7	0,23	1,20
ПК18+7.00 - ПК18+44.50	Ф63х5,8	Ф160х14,6	37,50	39,30	19	1,00	0,04	0,24/1,8	0,25	1,30

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

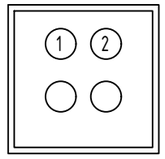
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	5375.062.П.0/0.0002-ТКР1.ГЧ			
						Газопровод межпоселковый к дер.Заболотье Перемышльского района Калужской области			
Разработал		Криворучкина			12.23	Линейная часть	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Шамухин			12.23		П	6	
Нач. отдела		Бабусенко			12.23				
Н. контр.		Петухова			12.23	Прокладка газопровода Ф63х5,8 в футляре Ф160х14,6. Схема монтажа	ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ		
ГИП		Достанова			12.23				

Формат А2

РАЗРЕЗ 1-1

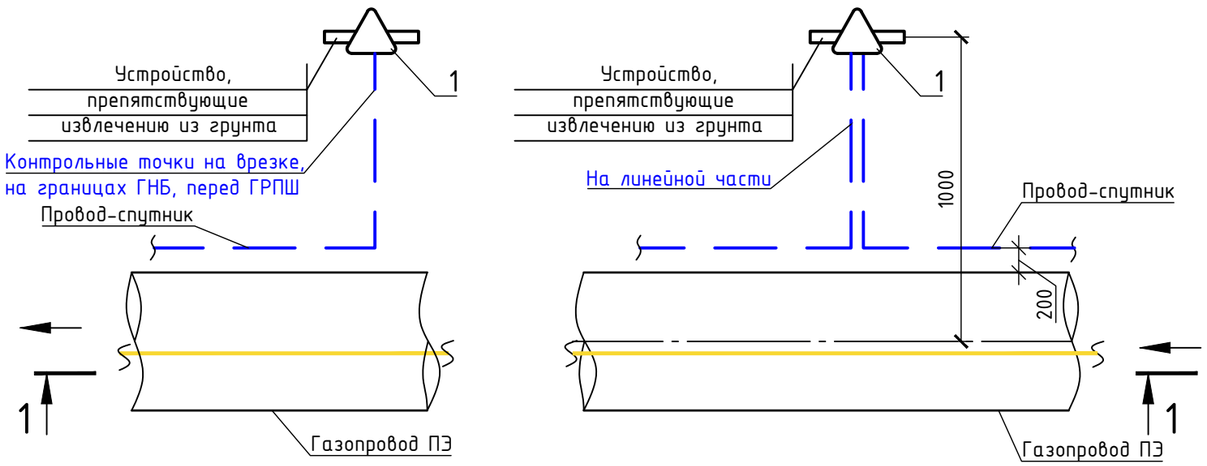


Клеммная панель КИП.ПТМ



1-2 - силовые клеммы

ПЛАН



СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Приме-чание
1	ТУ 27.12.31-001-19394148-2017	Контрольно-измерительный пункт типа КИП.ПТМ Тип 1	1	13,0	
2	ГОСТ 8736-2014	Песок строительный природный 1 класс крупный	0,63		$м^3$
3	ГОСТ 26633-2015	Бетон тяжелый, класс В15 (М200)	0,17		$м^3$

1 Расположение выводов провода-спутника в стойку КИП см. план газопровода .

2 Перемычки между клеммами КИП выполнить кабелем того же сечения, что и подводящие кабели к этим клеммам.

3 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.

4 Вокруг устройства стойки КИП выполнить отмостку из бетона кл. В15 с условием перекрытия отмосткой зоны засыпки песком на расстоянии не менее 100 мм.

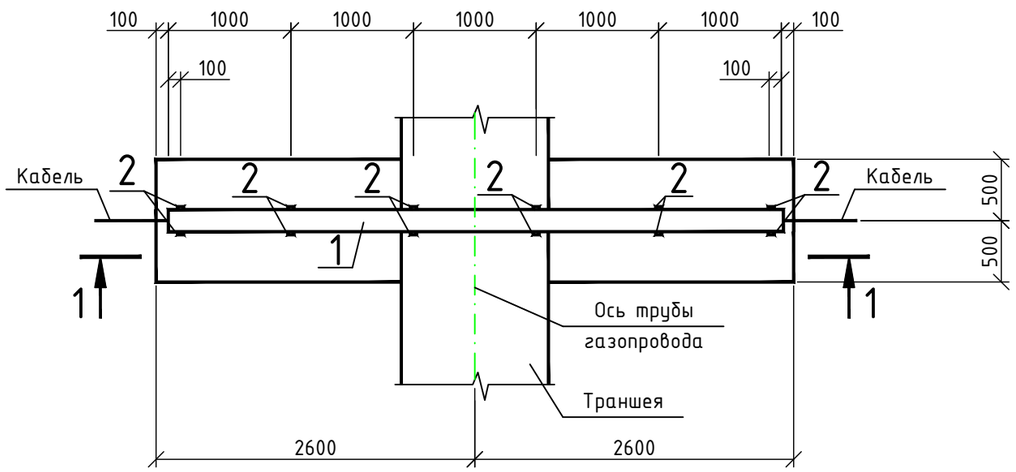
5 * Количество вводов провода-спутника в стойку КИП зависит от положения стойки КИП по трассе (см. план газопровода с проводом спутником).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	5375.062.П.0/0.0002-ТКР1.ГЧ			
						Газопровод межпоселковый к дер.Заболотье Перемышльского района Калужской области			
Разработал		Криворучкина			12.23	Линейная часть	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Шамухин			12.23		П	7	
Нач. отдела		Бабусенко			12.23				
Н. контр.		Петухова			12.23	Вывод провода-спутника в стойку контрольно-измерительного пункта	ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ		
ГИП		Достанова			12.23				

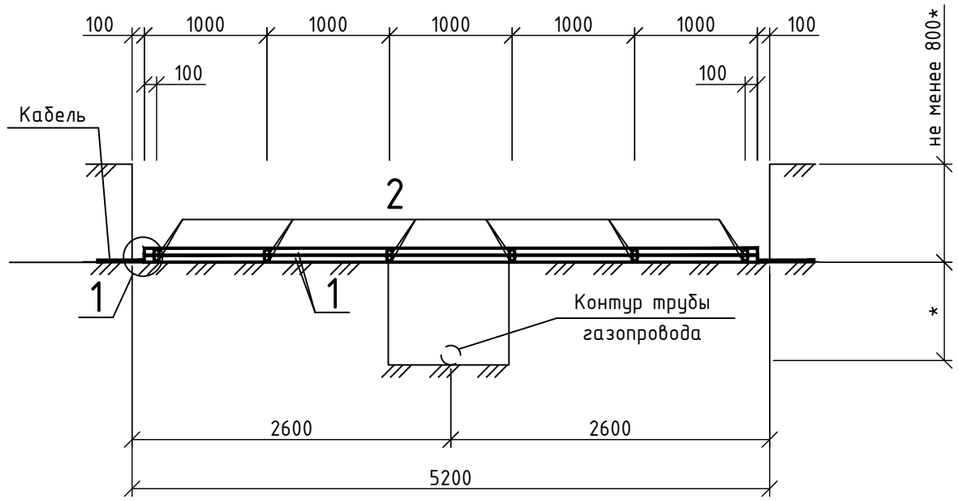
Взам. инв.N | Подп. и дата | Инв. N подл.

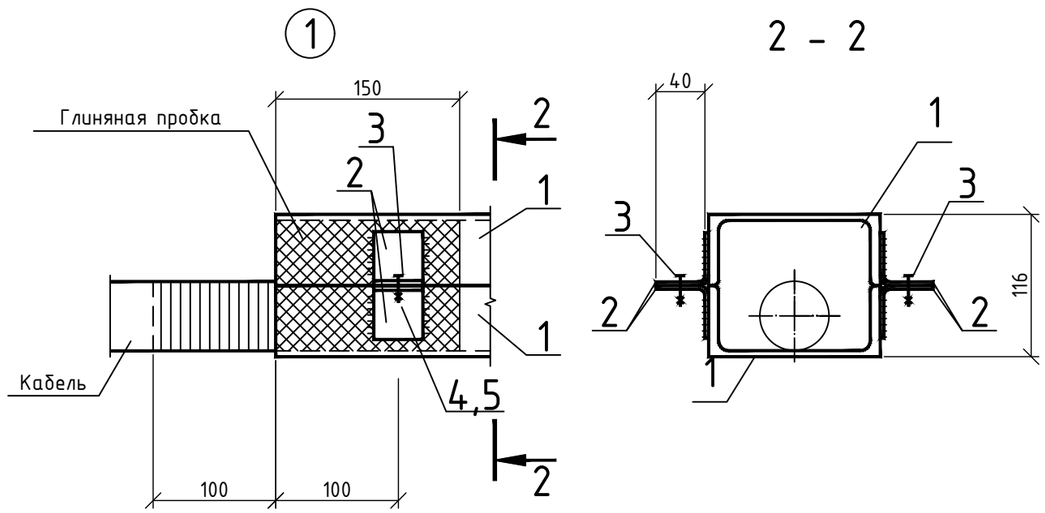
Формат А3

СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ УЗЛА ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНОГО КАБЕЛЯ



1 - 1





СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг	Примечан.
1		Швеллер $\frac{\text{14П ГОСТ 8240-97}}{\text{С245 ГОСТ 27772-2021}}$ L=5000	2	61,5	
2		Полоса $\frac{\text{40х3 ГОСТ 19903-2015}}{\text{С245 ГОСТ 27772-2021}}$ L=80	24	0,06	
3		Болт М8х25 ГОСТ Р ИСО 4014-2013/ ГОСТ Р ИСО 8765-2013	12		
4		Гайка М8 ГОСТ ISO 4032-2014	12		
5		Шайба А8 ГОСТ 11371-78	12		

1.Строящая организация обязана согласовать сроки проведения строительных работ с организацией, в ведении которой находися 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 ушки поз. 2 с шагом 1000мм.

-внутренние поверхности швеллеров покрыть жидким битумом в 2 слоя.

6.Расход битума объёмным весом 1100 кг/м^3=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.

7.Расход битума объёмным весом 1100 кг/м^3=2,0 кг/м.

-засыпать кожух грунтом с послойным уплотнением с каждого конца на длину 1,0-1,5 м.

8.* - размеры уточнить по месту.

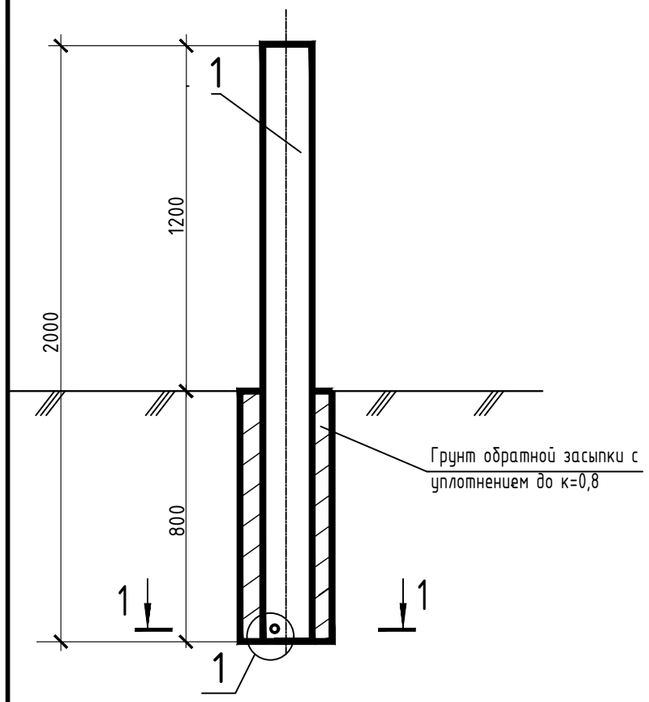
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	5375.062.П.0/0.0002-ТКР1.ГЧ			
						Газопровод межпоселковый к дер.Заболотье Перемышльского района Калужской области			
Разработал		Криворучкина			12.23	Линейная часть	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Шамухин			12.23		П	8	
Нач. отдела		Бабусенко			12.23				
Н. контр.		Петухова			12.23	Схема расположения элементов узла защиты подземного кабеля (швеллер L=5000)	ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ		
ГИП		Достанова			12.23				

Взам. инв.N

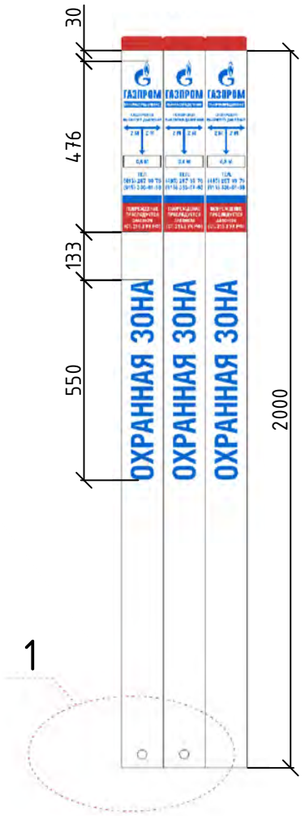
Подп. и дата

Инв. N подл.

Формат А3



РАЗВЁРТКА ПОЗ.1

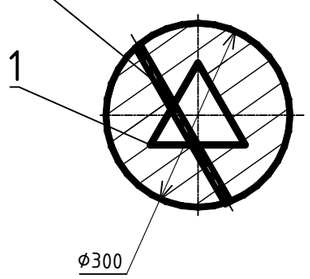


СПЕЦИФИКАЦИЯ

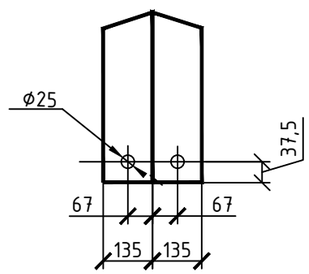
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме-чание
1	ТУ 4318-001-96315814-2013	Стойка информационного назначения тип "Ин"	1	--	L=2,0 м
2		стержень из арматуры 22--А-II ГОСТ 5781-82 L=0,3м	1		1 м весит 2,98 кг

1. Спецификация дана на один опознавательный знак.
2. Установка знаков выполняется:
   - в плотных грунтах - бурением колодца Ф300 с обратной засыпкой;
   - на заболоченных участках дополнительно использовать некондиционную трубу DN300 с забивкой ее на глубину не менее 1 м в плотный грунт.
3. Знак "Охранная зона". В верху знака синим цветом на белом фоне написано:
   - "ГАЗПРОМ";
   - ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ;
   - 1,0 м;
   - ТЕЛ.....;
   - ПОВРЕЖДЕНИЕ ПРЕСЛЕДУЕТСЯ ЗАКОНОМ (СТ.215.3 УК РФ)

1-1 (1:10)



1 (без масштаба)



Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Криворучкина			12.23
Проверил		Шамухин			12.23
Нач. отдела		Бабусенко			12.23
Н. контр.		Петухова			12.23
ГИП		Достанова			12.23

5375.062.П.0/0.0002-ТКР1.ГЧ

Газопровод межпоселковый к дер.Заболотье Перемышльского района Калужской области

Линейная часть

Стадия	Лист	Листов
П	9	

Опознавательный знак

ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

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

Формат А3