ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

«СимИнжГаз»

Членство в СРО АС «Национальный альянс проектировщиков «ГлавПроект» от 01.11.2017

Заказчик – ГУП РК «Крымгазсети»

«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым»

1 этап строительства

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

2500295-ЕП-ТКР.1

Том 3.1

Изм.	№ док	Подп.	Дата
1	02-26		02.26

Симферополь

2025

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

«СимИнжГаз»

Членство в СРО АС «Национальный альянс проектировщиков «ГлавПроект» от 01.11.2017

Заказчик – ГУП РК «Крымгазсети»

«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым»

1 этап строительства

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

2500295-ЕП-ТКР.1

Том 3.1

Изм.	№ док	Подп.	Дата
1	02-26		02.26

Директор Ю. Н. Шаров

Главный инженер проекта А.А. Пономаренко

Симферополь

2025

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Обозначение	Наименование	Примечание	
		лист	стр.
Текстовая часть			
2500295-ЕП-ТКР.1-С	Содержание тома	1	2
2500295-ЕП–ТКР.1-ПЗ	Текстовая часть	1-115	3-119
2500295-ЕП–ТКР.1	Графическая часть	1-29	120-148
	Всего	149	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.у	Лист	№Док	Подпись	Дата
ГИП		Пономаренко			11.25
Разработал		Широкова			11.25
Н. контр.		Пономаренко			11.25

2500295-ЕП-ТКР.1-С

«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым»
1 этап строительства
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.

Стадия	Лист	Листов
П	1	1

ООО "СимИнжГаз"

Формат А4

Содержание

1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта 6

1.1 Почвы и растительность 6

1.2 Климат 7

1.3 Техногенная нагрузка 8

1.4 Геологическое строение и свойство грунтов 8

1.5 Гидрогеологические условия 10

2 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предназначенного для размещения линейного объекта 11

2.1 Специфические грунты 11

2.2 Геологические и инженерно-геологические процессы 13

3 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта 18

4 Сведения о категории и классе линейного объекта 19

4.1 Сведения о категории линейного объекта 19

4.2 Уровень ответственности линейного объекта 21

5 Сведения о проектной мощности линейного объекта 21

5.1 Характеристика объекта строительства 21

5.2 Идентификационные признаки объекта 24

5.3 Подключение к существующим сетям 26

5.4 Газопроводы-отводы 27

6 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта 30

6.1 Отключающие устройства 34

6.2 Обозначение и привязка наружных газопроводов 38

6.3 Дополнительные сооружения на газопроводах в особых условиях 40

6.4 Вид и способ прокладки газопровода 48

6.5 Пересечение и параллельное следование газопроводом существующих дорог 51

6.6 Прокладка газопровода на обводненных участках, пересечение с водными

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

						2500295-ЕП-ТКР.1-ПЗ		
Изм.	Кол.у	Лист	№Док	Подпись	Дата			
ГИП		Пономаренко			11.25	«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Пояснительная записка	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Широкова			11.25		П	1	100
Н. контр.		Пономаренко			11.25		ООО "СимИнжГаз"		

Формат А4

объектами 54

6.7 Обоснование диаметра трубопровода 57

6.8 Сведения о безопасном расстоянии от газопровода до зданий и сооружений 57

6.9 Описание и обоснование технических решений, обеспечивающих необходимую прочность, устойчивость, пространственную неизменяемость зданий и сооружений объекта капитального строительства в целом, а также их отдельных конструктивных элементов, узлов, деталей в процессе изготовления, перевозки, строительства и эксплуатации объекта капитального строительства 63

7 Мероприятия по безопасной эксплуатации распределительных газопроводов 65

8 Перечень мероприятий по энергосбережению 73

9 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта 73

10 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест . 75

11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдений требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта 78

12 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта 78

13 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность 85

13.1 Эксплуатация, техническое обслуживание, ремонт газопровода, технических и технологических устройств 85

13.2 Мероприятия по охране растительного и животного мира 88

14 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях 88

Сейсмические и карстовые процессы 89

Подтопление 89

Противокоррозионные мероприятия 90

Мероприятия по предотвращению эрозионной опасности 91

Мероприятия при прокладке в средненабухающих грунтах 91

Мероприятия при прокладке в скальных грунтах 92

Дополнительные мероприятия, предусмотренные проектом: 92

14.1 Нагрузки и воздействия 93
14.2 Расчет газопровода на всплытие 96
14.2.1 Определение необходимой величины балластировки 96
14.2.2 Расчет расстояния между пригрузами для полиэтиленового газопровода 102
Расчёт газопровода на всплытие для трубы Дн315 102
Расчёт газопровода на всплытие для трубы Дн110 104
14.3 Противокоррозионная защита стальных футляров и надземного газопровода..... 106
15 Перечень используемой нормативной документации..... 108
Приложение А. Схемы ГРПШ, СО 111
Приложение Б. Расчет опор по первому и второму предельным состояниям 115

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

В административном отношении участок производства работ находится в границах Криничненского сельского поселения, Зеленогорского сельского поселения, Белогорского района и г. Белогорск Республики Крым, РФ.

Согласно геоморфологическому районированию территории Крымского полуострова, территория изысканий относится к району Предгорий.

Согласно морфоструктурному делению Крыма район производства работ расположен в пределах низкогорий с межгорными котловинами на меловых глинах, песчаниках и конгломератах (Атлас. Автономная республика Крым. Киев-Симферополь, 2003. Морфоструктура и морфоскульптура. Автор Б. А. Вахрушев).

В геоморфологическом отношении участок изысканий расположен в долине реки Сарысу и в пологой балке, которая является правым притоком долины.

Рельеф участка изысканий можно охарактеризовать как равнинный, местами пологоволнистый.

Абсолютные отметки поверхности земли по устьям пробуренных скважин изменяются в пределах 179.20 – 279.65 м.

1.1 Почвы и растительность

В почвенном покрове района изысканий преобладают черноземы остаточно-карбонатные и дерновые карбонатные почвы.

В растительном покрове участка производства работ преобладают сельскохозяйственные угодья на месте пушисто-дубовых лесов и ковыльно-типчаковых разнотравных степей.

На участке изысканий почвенно-растительный слой имеет мощность 0,2 – 1,5 м.

По своему типу вскрытый горизонт почв относится к черноземам остаточно-карбонатным. Структура почвы – зернисто-комковатая.

Растительность участка изысканий представлена лесополосами вдоль автодорог, степным травянистым покровом и придомовыми насаждениями.

1.2 Климат

Для характеристики климата района изысканий использованы данные многолетних наблюдений метеорологической станции «Белогорск».

В соответствии со Схематической картой климатического районирования территории для строительства (Рисунок А.1 СП 131.1330.2025) исследуемый участок относится к климатическому району III Б.

Климат района умеренно – континентальный, характеризуется малоснежной зимой, частыми оттепелями и жарким, засушливым летом. Средняя годовая температура воздуха плюс 10.4 °С. Средняя месячная температура воздуха июля – плюс 21.7°С, января – минус 0.4°С. Самыми холодными месяцами являются январь и февраль, абсолютный минимум отмечается в январе – минус 35.0°С. Температура летних месяцев устойчива, самыми теплыми месяцами являются июль и август, а абсолютный максимум достигает

плюс 38.1 °С в июле.

Территория относится к зоне недостаточного увлажнения. Годовое количество осадков составляет 499.8 мм. Суточный максимум осадков достигал 114 мм. Максимальная высота снежного покрова достигает 34 см.

Преобладающее направление ветра в году – южное и западное. Средняя годовая скорость ветра за период 1974-2014 гг. составляет 2.4 м/с. Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5% (м/с) составляет 5,7 м/с. Максимальная скорость ветра в году без учета порывов составляет 18 м/с.

В соответствии с картами районирования территории Республики Крым по климатическим характеристикам (СП 20.13330.2016) участок изысканий относится:

- по весу снегового покрова к I району (карта 1,б), нормативное значение веса снегового покрова – 0,5 кПа;

- по давлению ветра ко II району (карта 2,е), нормативное значение давления ветра - 0,30 кПа;

- по толщине стенки гололеда к III району (карта 3,б), нормативное значение толщины стенки гололеда – 10 мм.

Глубина промерзания грунта зависит от его состава, влажности, скорости понижения температуры воздуха. Наибольшая глубина промерзания почвы по данным наблюдений станции «Белогорск» достигала 33 см.

1.3 Техногенная нагрузка

Трассы проектируемых газопроводов проходят как по застроенной территории г. Белогорск и с. Александровка, так и по незастроенным и неосвоенным территориям между этими населенными пунктами.

Участок изысканий испытывает косвенную техногенную нагрузку. Степень воздействия техногенной нагрузки на территорию изысканий на данный момент – допустимая, не приводящая к потере устойчивости природной среды и опасным изменениям ее компонентов. На момент изысканий техногенная нагрузка не влияет на инженерно-геологические условия участка производства работ.

1.4 Геологическое строение и свойство грунтов

Согласно тектоническому делению Крыма территория изысканий относится к северному погружению мегантиклинория Горного Крыма. Непосредственно участок изысканий расположен в субширотной всхолмленной депрессии (котловине) между Главной и Внутренней грядой Крымских гор.

Согласно Геологической карте Горного и Предгорного Крыма (Составил Юдин В.В., Масштаб 1:200000) в геологическом строении района изысканий преобладают породы нижнего и верхнего мела. Отложения нижнего мела представлены глинами, алевролитами и песчаниками барремского и аптского ярусов (***K_1b-ap***), верхнего – преимущественно мергелями сеноманского, туронского и коньякского ярусов (***K_2sm-cn***)

Четвертичные отложения в районе исследования представлены в основном четвертичными и современными аллювиальными, пролювиальными, элювиально-делювиальными и другими отложениями.

Геологическое строение рассматриваемого участка, до изученной глубины 10,0 м представлено следующими стратиграфо-генетическими комплексами (СГК):

СГК-I - Современные техногенные образования (tQ_h)

- Насыпной грунт (дресва и щебень с суглинистым заполнителем), мощностью 0,3 – 1,5 м.

СГК-II - Современные элювиальные образования (eQ_h)

- Почвенно-растительный слой местами с гравием и галькой, мощностью 0,2 – 1,5 м.

СГК-III – Верхнечетвертичные и современные аллювиальные отложения (a Q^{3-h})

- Глина легкая, полутвердая, ненабухающая, среднедеформируемая, с прослоями и линзами песка, гравия и гальки. Мощность отложений 1,0 – 5,5 м.

- Гравийно-галечниковый грунт прочный, с твердым суглинистым заполнителем в количестве 40%, с единичными включениями валунов. Мощность отложений 0,6 – 5,8 м.

СГК-IV – Отложения верхнего мела, сеноманского, туронского и коньякского ярусов (K_2sm-cn)

- Мергель малопрочный, средней плотности, размягчаемый. Пройденная мощность отложений 5,0 – 9,7 м.

СГК-V – Отложения нижнего мела, барремского и аптского ярусов (K_1b-ap)

- Глина аргиллитоподобная, тяжелая, полутвердая, средненабухающая, среднедеформируемая, оскольчатая. Пройденная мощность отложений 1,0 – 4,5 м.

По результатам полевых и лабораторных исследований грунтов, вскрытых при бурении скважин, на основании анализа пространственной изменчивости частных показателей свойств грунтов, определенных лабораторными методами в геолого-литологическом разрезе участка, до изученной глубины 10,0 м, выделены два слоя и четыре инженерно-геологических элемента (ИГЭ 1, ИГЭ 2, ИГЭ 3 и ИГЭ 4).

Слой Н – Насыпной грунт (дресва и щебень с суглинистым заполнителем), мощностью 0,3 – 1,5 м.

Слой П – Почвенно-растительный слой местами с гравием и галькой, мощностью 0,2 – 1,5 м.

Слои Н и П в отдельный инженерно-геологический элемент не выделялись, т.к. данные слои не будут являться основанием для проектируемых сооружений.

ИГЭ 1 – Глина легкая, полутвердая, ненабухающая, среднедеформируемая, с прослоями и линзами песка, гравия и гальки. Мощность отложений 1,0 – 5,5 м.

Согласно ГОСТ 25100-2020 грунты ИГЭ 1 относятся к классу дисперсные, подклассу - связные, типу – осадочные, подтипу – аллювиальные, виду – минеральные, подвиду – глинистые грунты.

ИГЭ 2 – Гравийно-галечниковый грунт прочный, с твердым суглинистым заполнителем в количестве 40%, с единичными включениями валунов. Мощность отложений 0,6 – 5,8 м.

Согласно ГОСТ 25100-2020 грунты ИГЭ 2 относятся к классу дисперсные, подклассу - несвязные, типу – осадочные, подтипу – аллювиальные, виду – минеральные, подвиду – крупнообломочные.

ИГЭ 3 – Мергель малопрочный, средней плотности, размягчаемый. Пройденная мощность отложений 5,0 – 9,7 м.

Согласно ГОСТ 25100-2020 грунты ИГЭ 3 относятся к классу скальные, типу – осадочные, виду – карбонатные, подвиду - мергели.

ИГЭ 4 - Глина аргиллитоподобная, тяжелая, полутвердая, средненабухающая, среднедеформируемая, оскольчатая. Пройденная мощность отложений 1,0 – 4,5 м.

Согласно ГОСТ 25100-2020 грунты ИГЭ 4 относятся к классу дисперсные, подклассу - связные, типу – осадочные, подтипу – морские, виду – минеральные, подвиду – глинистые грунты.

Нормативные значения показателей физико-механических свойств грунтов обоснованы результатами лабораторных исследований (Приложение Ж-Н) и их статистической обработки в соответствии с ГОСТ 20522-2012

1.5 Гидрогеологические условия

Согласно гидрогеологическому районированию Крымского полуострова исследуемый район относится к области Восточно-Крымского синклинория (Гидрогеология СССР, том VIII, Крым).

В области Восточно-Крымского синклинория выделяется только верхнеюрский водоносный горизонт.

На период изысканий (август 2025 г. и октябрь 2025 г.) подземные воды были вскрыты скважинами 36 - 42.

Установившийся уровень подземных вод в скважинах составил 2,4 – 4,5 м, что соответствует абсолютным отметкам 177.90 м – 183.20 м.

Подземные воды на участке изысканий распространены преимущественно в пойме реки Сары-Су.

Вскрытые подземные воды безнапорные. Формирование и питание подземных вод происходит в основном за счет инфильтрации дождевых и талых вод, поступающих со долины и за счет подпитки поверхностными и подрусловыми водами реки Сары-Су. Разгрузка подземных вод осуществляется в нижележащие слои, в местные понижения и в реку Сары-Су. Подземные воды имеют гидравлическую связь с поверхностными водами реки.

Водовмещающим слоем для вскрытых подземных вод служат грунты ИГЭ 1 (глина легкая, полутвердая, ненабухающая, среднедеформируемая, с прослоями и линзами песка, гравия и гальки).

Коэффициент фильтрации (К) для грунтов ИГЭ 1 составляет 0,001 – 0,1 м/сут. (Руководство по определению коэффициента фильтрации водоносных пород методом опытной откачки (Таблица 1).

Для определения химического состава подземных вод из скважин 36 (с глубины 4,5 м), скважины 37 (с глубины 4,0 м), скважины 39 (с глубины 3,4 м) были отобраны пробы подземных вод на химический анализ.

Химический состав подземных вод был изучен с позиций проявления ими агрессивных свойств к бетонным, железобетонным и металлическим конструкциям.

Расчетные значения содержания компонентов, определяющих степень агрессивности подземных вод на металлические конструкции и к бетону, приведены в Приложении Р.

Согласно классификации природных вод по О.А. Алекину, по своему составу подземные воды гидрокарбонатно-сульфатные кальциево-натриевые, весьма слабосолоноватые, очень жёсткие.

В соответствии с таблицей В.3 СП 28.13330.2017 подземные воды по содержанию агрессивной углекислоты (средний показатель CO_2 – 16,8 мг/дм^3) слабоагрессивные для сооружений, расположенных в грунтах с Kf свыше 0,1 м/сут, в открытом водоеме и для напорных сооружений из бетона марки по водопроницаемости W4.

В соответствии с таблицей В.4 СП 28.13330.2017 подземные воды не обладают сульфатной агрессивностью на бетон марки по водопроницаемости W4, для сооружений, расположенных в грунтах с Kf свыше 0,1 м/сут, в открытом водоеме и для напорных сооружений при содержании ионов HCO^3 св. 6,0 мг-экв/дм^3.

В соответствии с таблицей В.5 СП 28.13330.2017 подземные воды не обладают сульфатной агрессивностью для сооружений, расположенных в грунтах с Kf свыше 0,1 м/сут, в открытом водоеме и для напорных сооружений при содержании ионов SO_4^{2-} (мг/дм^3) при марке бетона по водопроницаемости W10-W20.

В соответствии с таблицей Х.3 СП 28.13330.2017 подземные воды среднеагрессивны к металлическим конструкциям по суммарной концентрации сульфатов и хлоридов ($SO_4^2 + Cl^-$) до 5 г/л и водородному показателю (pH) свыше 5.

2 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предназначенного для размещения линейного объекта

2.1 Специфические грунты

В соответствии с Приложением А СП 446.1325800.2019, грунты слоя Н и слоя П относятся к специфическим.

Слой Н – Насыпной грунт (дресва и щебень с суглинистым заполнителем), мощностью 0,3 – 1,5 м.

Грунты слоя Н распространены в основном под дорогами уличных проездов, на обочинах дорог. Согласно СП 22.13330.2016 п. 6.6.3 вскрытые насыпные грунты относятся к II типу. Насыпные грунты являются отвалами грунтов природного происхождения образовавшихся в результате плановой отсыпки дорожных проездов и местных понижений в рельефе.

Насыпные грунты в отдельный инженерно-геологический элемент не выделялись, т.к. данный грунт не будет использоваться в качестве основания для проектируемых сооружений.

Слой П – Почвенно-растительный слой местами с гравием и галькой, мощностью 0,2 – 1,5 м.

Грунты слоя П отнесены к специфическим в силу своего элювиального генезиса.

В соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 29 мая 2025 года №781 "Об утверждении Правил проведения рекультивации и консервации земель" почвенно-растительный слой подлежит рекультивации, основанием фундаментов он не является.

ИГЭ 4 - Глина аргиллитоподобная, тяжелая, полутвердая, средненабухающая, среднедеформируемая, оскольчатая. Пройденная мощность отложений 0,8 – 3,4 м.

Грунты ИГЭ 4 отнесены к специфическим, т. к. обладают свойствами набухания.

Относительное набухание грунтов ИГЭ 4 изменяется в пределах 0,083 – 0,140 д.е. Средняя относительная деформация набухания без нагрузки (ɛsw) составляет 0,083 д.е. (Приложение Д). Влажность набухания грунтов ИГЭ 4 изменяется в пределах 37,81 – 46,15%. Давление набухания грунтов ИГЭ 4 изменяется в пределах 0,045 – 0,059 МПа.

Усадка по высоте грунтов ИГЭ 4 изменяется в пределах 0,110 – 0,556 д.е.

Усадка по диаметру грунтов ИГЭ 4 изменяется в пределах 0,036 – 0,071 д.е.

Усадка по объему грунтов ИГЭ 4 изменяется в пределах 0,72 - 0,617 д.е.

Влажность на пределе усадки грунтов ИГЭ 4 изменяется в пределах 3,23 – 7,72%.

Согласно ГОСТ 25100-2020, табл. Б.17 грунты ИГЭ 4 являются средненабухающими.

Грунты ИГЭ 4 вскрыты скважинами 18, 19, 20, 21, 22, 24, 31, 32, 54, 55, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 66, 67.

Участки распространения грунтов ИГЭ 4 указаны в таблице 2.1.

Таблица 2.1 Участки распространения грунтов ИГЭ 4.

Номер трассы проектируемого газопровода	**Участки распространения грунтов ИГЭ 4**
Г3№1	ПК 69+00 – ПК 77+00
Г1№1	ПК 1+00 – ПК 11+98
Г1№2	ПК 1+00 – ПК 1+95

Г1№4	ПК 0+00 – ПК 0+60
Г1№5	ПК 2+20 – ПК 4+60
Г1№7	ПК 0+00 – ПК 2+63
Г1№8	ПК 0+00 – ПК 0+29

2.2 Геологические и инженерно-геологические процессы

Исследуемый участок по сложности инженерно-геологических условий относится к II (средней) категории, согласно Приложения Г СП 47.13330.2016.

На участке изысканий из опасных геологических процессов, которые представляют угрозу безопасности при строительстве и эксплуатации проектируемого объекта, **выделяются сейсмические процессы, подтопление, потенциальная карстовая и эрозионная опасность**.

Сейсмические процессы

Исследуемая территория расположена в сейсмически опасной зоне.

В соответствии с картой ОСР-2015-В СП 14.13330.2018, сейсмичность района изысканий - 8 баллов. В соответствии с Таблицей 4.1 СП 14.13330.2018 грунты ИГЭ 1, ИГЭ 2 и ИГЭ 4 относятся к II (второй) категории по сейсмическим свойствам, грунты ИГЭ 3 относятся к I (первой) категории по сейсмическим свойствам.

В соответствии с таблицей 5.1 СП 115.13330.2016 категория опасности процесса землетрясения территории оценивается как весьма опасная.

Подтопление

На период изысканий (август 2025 г. и октябрь 2025 г.) подземные воды были вскрыты скважинами 36 - 42.

Установившийся уровень подземных вод в скважинах составил 2,4 – 4,5 м, что соответствует абсолютным отметкам 177.90 м – 183.20 м.

Подземные воды, на участке изысканий, на момент проведения работ, распространены преимущественно в пойме реки Сары-Су.

Подземные воды имеют прямую гидравлическую связь с поверхностными водами реки Сары-Су, следовательно, при повышении поверхностных вод в реке будет происходить подъем подземных вод, а зоны подтопления увеличиваться.

В ходе проведенных работ с учетом естественных условий, так и с учетом прогноза повышения уровня подземных вод, по трассе проектируемого газопровода Г3№1, на момент изысканий, был выделен один участок подверженный процессу подтопления: **ПК 4+50 – ПК 13+60**.

Согласно Приложению И СП 11-105-97, Часть II, выделенный участок трассы Г3№1 (ПК 4+50 – ПК 13+60) относится к I области (по наличию процесса относится - подтопленный), к I-А району (по условию развития процесса – подтопленный в естественных условиях).

Прогнозируемый подъем уровня подземных вод отражен на продольных профилях (чертежи 2500295-ЕП-ИГИ.1-Г-3 л.2).

Подземные воды имеют сезонную зависимость. Повышение уровня и увеличение площади распространения подземных вод происходит во влажные периоды года (весна, осень), при интенсивных и продолжительных осадках, а также при снеготаянии.

Так как некоторые трассы проектируемых газопроводов проходят по пойме реки Сары-Су и по донной части балки, с учетом прогноза повышения уровня подземных вод и увеличения их площади распространения, а также опроса местных жителей, на исследуемой территории были выделены зоны потенциального подтопления, которые отражены в Таблице 2.2.1

Таблица 2.2.1 Зоны потенциального подтопления по трассам проектируемых газопроводов

Номер трассы проектируемого газопровода	**Участки зон потенциального подтопления**
Г3№1	ПК 0+00 – ПК 13+60
Г1№1	ПК 2+50 – ПК 11+98
Г1№5	ПК 0+00 – ПК 3+10
Г1№7	ПК 0+00 – ПК 2+63
Г1№8	ПК 0+00 – ПК 0+29

Согласно Приложению И СП 11-105-97, Часть II, выделенные участки трасс, отраженные в таблице 2.2.1 относятся к II области (по наличию процесса относится – потенциально подтопляемые), к II-$А_2$ району (потенциально подтопляемому в результате экстремальных природных ситуаций: в многоводные годы, при катастрофических паводках).

В соответствии с таблицей 5.1 СП 115.13330.2016 категория опасности процесса подтопления на выделенных участках оценивается как опасная.

Остальная территория участка изысканий согласно Приложению И СП 11-105-97, Часть II относится к III области (по наличию процесса относится – неподтопляемая), к III-А району (по условию развития процесса - неподтопляемая в силу геологических, гидрогеологических, топографических и других естественных причин).

<u>Карстово-суффозионная обстановка</u>

На участке изысканий оценивалось развитие карстово-суффозионных процессов, т.к. по трассе проектируемого газопроводаГ3№1 скважинами 42, 43 и 44, на участке ПК 13+00 – ПК 17+80 были вскрыты карстующиеся грунты ИГЭ 3 – верхнемеловые мергели.

Согласно карте районирования карста Крымского полуострова, участок изысканий относится к Крымско-Кавказской карстовой стране, провинции Горного Крыма, Предгорно-Крымской карстовой области, Салгирско-Индольскому карстовому району.

Согласно карте карстоопасности Крыма (по Амеличеву Г.Н, Вахрушеву Б.А., Дублянскому В.М.) участок изысканий приурочен к району, где уровень потенциальной карстоопасности отсутствует, следовательно, плотность карстовых воронок также отсутствует.

Согласно п.5.1.5, СП 11-105-97, часть II, карбонатные породы на участке изысканий являются труднорастворимыми, т. к. в геологическом разрезе карстующиеся породы представлены преимущественно мергелями, следовательно, тип карста – карбонатный.

В соответствии с п 5.1.6 СП 11-105-97 часть II, при производстве изысканий в районах развития карста в труднорастворимых карбонатных породах основное внимание должно быть направлено на выявление уже сформировавшихся карстовых форм (их положения и параметров), поскольку время, необходимое для образования новых значительных по размеру карстовых пустот, не соизмеримо, как правило, со сроком службы инженерных сооружений.

При выполнении изысканий, на исследуемой территории, понижения поверхности провального типа не обнаружены.

Оценка и классификация рассматриваемого участка проектируемого строительства в отношении возможного проявления и развития карстово-суффозионных процессов выполнялась в соответствии со следующими критериями, характерными для потенциально опасных территорий:

- наличие на поверхности земли проявлений карстово-суффозионных процессов в виде воронок и оседаний независимо от их геометрической формы и размеров;

- наличие подземных вод;

- наличие водоупоров;

- наличие карстовых полостей, в особенности лишенных заполнителя (фиксируемых как провалы бурового инструмента).

В результате анализа данных исследований установлено следующее:

- согласно данным инженерно-геологических изысканий участок трассы проектируемого газопровода ГЗ№1 от ПК 13+00 до ПК 17+80 до глубины 10,0 м сложен карстующимися грунтами – мергелями (ИГЭ 3).

- на период изысканий подземные воды на участке изысканий в карстующихся грунтах ИГЭ 3 не вскрыты.

- по результатам рекогносцировочного обследования поверхностные карстовые проявления (наличие провалов, воронок, оседаний поверхности земли и др.) зафиксированы не были. При проведении буровых работ в рамках изысканий подземные проявления карста (пустоты) не зафиксированы (отсутствие провалов бурового инструмента). Разрушений или усадки зданий и сооружений построек не выявлено

В соответствии с совокупностью вышеизложенных факторов, характеризующих степень карстоопасности, рассматриваемый участок проектируемого строительства отнесен к малоопасному, с точки зрения развития карстово-суффозионных процессов.

Согласно п. 5.3.3 СП 499.1325800.2021 был выполнен расчет ширины образования прогнозируемой карстовой полости за нормативный срок эксплуатации сооружения.

Ширина прогнозируемой карстовой полости B рассчитывалась по формуле $B=B_0+VT$,

где B_0 – начальный размер карстовой полости, принимаемый равным 1,5 м из-за отсутствия карстовых полостей, трещин и пустот в геологическом разрезе, а, следовательно, и их размеров.

V – максимальная среднегодовая скорость роста полости (растворения) карстующихся пород, см/год, принятая для карбонатных пород, которая определялась по Таблице 6.15, СП 2213330.2016. Так как в районе исследования распространены преимущественно карбонатные породы (известняки и мергели), согласно п.5.1.5,
СП 11-105-97, часть II грунты являются труднорастворимыми. Следовательно, скорость растворения грунтов принимается 1,0 см/год.

T – расчетный срок эксплуатации сооружения принимается 50 лет, согласно Таблицы 1, ГОСТ 27751-2014.

*B=1,5 м + 1,0 см/год * 50 лет = 2,0 м.*

Согласно расчету, ширина прогнозируемой карстовой полости, при ее образовании, за время эксплуатации сооружения составит 2,0 м.

Т.к. в ходе рекогносцировочного обследования и буровых работ карстово-суффозионные формы не обнаружены, а сроки, требующиеся для развития новых, значительных по размеру карстовых пустот, не соизмеримы со сроком службы проектируемого сооружения, для рассматриваемого участка изысканий принята

V категория интенсивности образования карстовых провалов (до 0,01 случаи/км^2 в год) (таблица 5.1 СП 11-105-97 часть II).

В соответствии с Таблицей 5.2 СП 11-105-97, часть II по устойчивости территории относительно средних диаметров карстовых провалов, участок изысканий относится к категории «Г», т.к. согласно расчету, ширина прогнозируемой карстовой полости, при ее образовании, за время эксплуатации сооружения составит менее 3,0 м.

На остальной территории участка изысканий карстующиеся грунты не вскрыты.

В соответствии с таблицей 6.16 СП 2213330.2016 (Изм. №4), на участке распространения карстующихся грунтов ИГЭ 3, по трассе проектируемого газопровода Г3№1 от ПК 13+00 до ПК 17+80, категория строительства в карстово-суффозионном отношении относится к потенциально опасной. Остальная территория участка изысканий, в соответствии с таблицей 6.16 СП 2213330.2016 (Изм. №4), в карстово-суффозионном отношении относится к неопасной категории строительства.

Потенциальная эрозионная опасность

В ходе проведенных работ на территории изысканий были выделены пять потенциально эрозионно опасных участка: на переходах через реку Сарысу и через русло временного водотока балки. Эрозионно опасные участки по проектируемым трассам отражены в Таблице 2.2.2

Таблица 2.2.2 Эрозионно-опасные участки по трассам проектируемых газопроводов

Номер трассы проектируемого газопровода	Участки трасс, подверженные процессу эрозии
Г1№3 (переход через реку Сарысу)	ПК 6+67 – ПК 6+74
Г1№3 (переход через реку Сарысу)	ПК 11+54 – ПК 11+67
Г1№3 (переход через реку Сарысу)	ПК 12+79 – ПК 12+94
Г1№3 (переход через русло временного водотока балки)	ПК 74+28 – ПК 74+31
Г1№1 (переход через русло временного водотока)	ПК 3+43 – ПК 3+45

На момент изысканий эрозионные процессы на отмеченных участках имеют слабую и незначительную интенсивность, практически себя никак не проявляя. Однако, при определённом сочетании факторов (увеличение поверхностного стока, уничтожение растительности на бортах долины, в пойменной и русловой части, антропогенное влияние и т.д.) возможна резкая активизация эрозионных процессов, как на дне пересекаемых водотоков (линейная эрозия), так и на их берегах (боковая эрозия).

Описание и морфология пересекаемых русел отражены в Разделе 3.4 настоящего отчета.

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

По результатам полевых и лабораторных исследований грунтов, вскрытых при бурении скважин, на основании анализа пространственной изменчивости частных показателей свойств грунтов, определенных лабораторными методами в геолого-литологическом разрезе участка, до изученной глубины 10,0 м, выделены два слоя и четыре инженерно-геологических элемента (ИГЭ 1, ИГЭ 2, ИГЭ 3 и ИГЭ 4).

Слой Н – Насыпной грунт (дресва и щебень с суглинистым заполнителем), мощностью 0,3 – 1,5 м.

Слой П – Почвенно-растительный слой местами с гравием и галькой, мощностью 0,2 – 1,5 м.

Слои Н и П в отдельный инженерно-геологический элемент не выделялись, т.к. данные слои не будут являться основанием для проектируемых сооружений.

ИГЭ 1 – Глина легкая, полутвердая, ненабухающая, среднедеформируемая, с прослоями и линзами песка, гравия и гальки. Мощность отложений 1,0 – 5,5 м.

Согласно ГОСТ 25100-2020 грунты ИГЭ 1 относятся к классу дисперсные, подклассу - связные, типу – осадочные, подтипу – аллювиальные, виду – минеральные, подвиду – глинистые грунты.

ИГЭ 2 – Гравийно-галечниковый грунт прочный, с твердым суглинистым заполнителем в количестве 40%, с единичными включениями валунов. Мощность отложений 0,6 – 5,8 м.

Согласно ГОСТ 25100-2020 грунты ИГЭ 2 относятся к классу дисперсные, подклассу - несвязные, типу – осадочные, подтипу – аллювиальные, виду – минеральные, подвиду – крупнообломочные.

ИГЭ 3 – Мергель малопрочный, средней плотности, размягчаемый. Пройденная мощность отложений 5,0 – 9,7 м.

Согласно ГОСТ 25100-2020 грунты ИГЭ 3 относятся к классу скальные, типу – осадочные, виду – карбонатные, подвиду - мергели.

ИГЭ 4 - Глина аргиллитоподобная, тяжелая, полутвердая, средненабухающая, среднедеформируемая, оскольчатая. Пройденная мощность отложений 1,0 – 4,5 м.

Согласно ГОСТ 25100-2020 грунты ИГЭ 4 относятся к классу дисперсные, подклассу - связные, типу – осадочные, подтипу – морские, виду – минеральные, подвиду – глинистые грунты.

Таблица 3.1. Классификация грунтов по трудности разработки приведена согласно ГЭСН 81-02-01-2022

№ ИГЭ (слоя)	Наименование грунта по ГОСТ 25100-2020	Группа грунта по трудности разработки ГЭСН 81-02-01-2020
Слой Н	Насыпной грунт (дресва и щебень с суглинистым заполнителем)	п.35г
Слой П	Почвенно-растительный слой местами с гравием и галькой	п.9а, п.9в
ИГЭ 1	Глина легкая, полутвердая, ненабухающая, среднедеформируемая, с прослоями и линзами песка, гравия и гальки	п.8г
ИГЭ 2	Гравийно-галечниковый грунт прочный, с твердым суглинистым заполнителем в количестве 40%, с единичными включениями валунов	п.6в
ИГЭ 3	Мергель малопрочный, средней плотности, размягчаемый	п.24б
ИГЭ 4	Глина аргиллитоподобная, тяжелая, полутвердая, средненабухающая, среднедеформируемая, оскольчатая	п.8г

4 Сведения о категории и классе линейного объекта

4.1 Сведения о категории линейного объекта

В настоящем томе проектной документации рассматривается 1 этап строительства.

Характеристика системы газоснабжения согласно СП 42-101-2003:

- вид газа – природный по ГОСТ 5542-2022;

- число ступеней регулирования – принята двухступенчатая схема. Подача газа предусмотрена по проектируемым газопроводам высокого давления 2 категории и газопроводам низкого давления.

- принцип построения:

Газопровод высокого давления 2 категории – тупиковый газопровод;

Газопровод низкого давления - смешанная сеть с закольцованными участками и элементами тупиковой распределительной сети.

Согласно приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 2 ноября 2022 года № 928/пр. функциональное назначение объекта:

12.01.006.001. Линейное сооружение сети газоснабжения.

По рабочему давлению транспортируемого газа проектируемые газопроводы подразделяются:

- газопровод высокого давления 2 категории, обозначение системы – Г3, рабочее давление – 0,3МПа > Р ≤ 0,6МПа.

- газопровод низкого давления, обозначение системы – Г1, рабочее давление – Р ≤ 0,003 МПа.

Согласно Федерального закона №116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 объект строительства относится к III классу опасности (средней опасности).

Транспортируемая среда – природный газ, отвечающий требованиям ГОСТ 5542-2022*. Теплота сгорания природного газа 8000 ккал/м^3, плотность в нормальных условиях 0,69-0,73 кг/м^3.

Наружные газопроводы запроектированы:

- для подземной прокладки из полиэтиленовых труб МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 ГАЗ SDR 11 по ГОСТ Р 58121.2-2018 (Дн63, Дн90, Дн110, Дн160, Дн225, Дн315) и труб ПЭ 100 ГАЗ SRD 11 по ГОСТ Р 58121.2-2018 (Дн32, Дн40). Коэффициент запаса прочности принят 3,2;
- Для надземной прокладки из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 (сталь В10 ГОСТ 10705-80), надземная прокладка на площадке ГРПШ по ГОСТ 10704-91 (сталь В20 ГОСТ 10705-80).

Для защитных футляров (Дн75, Дн90, Дн160, Дн200, Дн225, Дн250, Дн560, Дн630) приняты трубы ПЭ 100 ГАЗ SRD 11 по ГОСТ Р 58121.2-2018, для футляров (Дн710, Дн800) приняты трубы ПЭ 100 ГАЗ SRD 11 по ГОСТ Р 70628.2-2023.

Минимальный радиус изгиба для трубопроводов из полиэтиленовых труб при открытом способе прокладки принят не менее 25Дн, при прокладке методом ГНБ не менее 35Дн.

Трубы (полиэтиленовые и стальные) выпускаются отечественными заводами, имеют сертификаты качества завода изготовителя и изготовлены в соответствии с требованиями стандартов или технических условий.

Проектируемый объект не подлежит категорированию по ТЭК, согласно Приказа Министерства Энергетики Российской Федерации от 10 февраля 2012 г. N 48 «Об утверждении методических рекомендаций по включению объектов топливно-энергетического комплекса в перечень объектов, подлежащих категорированию».

4.2 Уровень ответственности линейного объекта

Согласно Федеральному закону от 30.12.2009 N 384-ФЗ (ред. от 25.12.2023) "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" уровень ответственности – нормальный.

5 Сведения о проектной мощности линейного объекта

5.1 Характеристика объекта строительства

Проектируемая система газоснабжения предназначена для подачи природного газа коммунально-бытовым потребителям и населению с. Александровка.

Также в соответствии с дополнением к техническим условиям №11/13-000535/15 от 02.02.2026г. проектом предусмотрены отводы на перспективное подключение:

- Перспективное переподключение ГГРП 1 г. Белогорск -6370,0 м^3/час (по трассе Г3№1 ПК2+47.2);

- Перспективное переподключение ГГРП 2 г. Белогорск -5600,0 м^3/час (по трассе Г3№1 ПК8+64.8);

- Потребители в границах г. Белогорск – 461,3 м^3/час:

  - Парк львов «Тайган» - 448,6 м^3/час (по трассе Г3№1 ПК45+77.3);
  - Потребители по ул. Лавандовая – 12,7 м^3/час (по трассе Г3№1 ПК53+65.4);

- Перспективные потребители с. Александровка – 162,2 м^3/час (по трассе Г1№1 ПК0+17.1, Г1№3 ПК2+65.1);

- Населенные пункты Зеленогорского сельского поселения (перспектива подключения в рамках 2 этапа) – 3603,0 м^3/час (отвод по трассе Г3№2 ПК31+56,0).

В соответствии с требованиями технического задания предусмотрено разделение объекта на 2 этапа строительства.

В настоящем томе проектной документации рассматривается 1 этап строительства.

Снабжение газом населенного пункта позволит:

- улучшить бытовые условия населения;
- осуществить замену более дорогого твердого топлива или электроэнергии в тепловых процессах на коммунально-бытовых предприятиях, в лечебных учреждениях, предприятиях общественного питания и т.д.;
- обеспечить улучшение экологической обстановки в населенном пункте так как газовое топливо является экологически чистым, не загрязняет окружающую среду.

Согласно Техническим условиям на подключение (технологическое присоединение) существующей и (или) проектируемой сети газораспределения к сетям газораспределения №СИ - 4800 от 09.10.2025г., с Дополнением №11/13-00535/15 от 02.02.2026г., выданным ГУП РК «Крымгазсети»:

- максимальный объем транспортировки газа по сети газораспределения – 17 219,3 м^3/час;

- давление газа в точке подключения (максимальное) – 0,6 МПа;

- давление газа в точке подключения фактическое (расчетное) – 0,45 МПа.

Точка подключения:

- существующий газопровод высокого давления Ø273 мм, трасса ГРС Белогорск – ГГРП-1 г. Белогорск; материал труб: сталь; тип прокладки: подземный.

Запроектированная система газоснабжения обеспечивает надежное и безопасное газоснабжение, а также возможность оперативного отключения ответвлений к населенным пунктам.

Технико-экономические показатели объекта

Таблица 5.1

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Количество
1	2	3	4
1	Максимальная нагрузка (часовой расход газа), в том числе:	м^3/час	17219,3
1.1	Расход газа с. Александровка 1 этап строительства, в том числе:	м^3/час	473,3
1.1.1	Перспективные потребители с. Александровка	м^3/час	162,2
1.2	Расход газа с. Новокленово 2 этап строительства	м^3/час	711,7
1.3	Перспектива газификации населенных пунктов Зеленогорского сельского поселения Белогорского района	м^3/час	3603,0

1.4	Потребители в границах г. Белогорск, в том числе:	м^3/час	461,3
1.4.1	Парк львов «Тайган»	м^3/час	448,6
1.4.2	Потребители по ул. Лавандовая	м^3/час	12,7
1.5	Перспективное переподключение существующего ГГРП 1 г. Белогорск	м^3/час	6370,0
1.6	Перспективное переподключение существующего ГГРП 2 г. Белогорск	м^3/час	5600,0
2	Уровень ответственности		нормальный
3	Класс опасности		III класс (средней опасности)
1 этап строительства			
4	**Длина газопровода высокого давления 2 категории с учётом удлинений в т.ч.:**	**м**	**7848,3**
4.1	Подземный газопровод:	м	7848,3
	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 Газ SDR 11 – 315х28,6 ГОСТ Р 58121.2-2018	м	7822,5
	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 Газ SDR 11 – 225х20,5 ГОСТ Р 58121.2-2018	м	1,5
	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 Газ SDR 11 – 160х14,6 ГОСТ Р 58121.2-2018	м	2,0
	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 Газ SDR 11 – 110х10,0 ГОСТ Р 58121.2-2018	м	19,8
	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 Газ SDR 11 – 63х5,8 ГОСТ Р 58121.2-2018	м	1,5
	Ø273х7,0 ГОСТ 10704-91 сталь В10 ГОСТ 10705-80	м	1,0
5	**Длина газопровода низкого давления с учётом удлинений в т.ч.:**	**м**	**3711,5**
5.1	Подземный газопровод:	м	3581,5
	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 Газ SDR 11 – 225х20,5 ГОСТ Р 58121.2-2018	м	18,1
	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 Газ SDR 11 – 160х14,6 ГОСТ Р 58121.2-2018	м	318,6
	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 Газ SDR 11 – 110х10,0 ГОСТ Р 58121.2-2018	м	395,5
	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 Газ SDR 11 – 90х8,2 ГОСТ Р 58121.2-2018	м	2172,4
	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 Газ SDR 11 – 63х5,8	м	139,5

	ГОСТ Р 58121.2-2018		
	ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 40х3.7 ГОСТ Р 58121.2-2018	м	68,5
	ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 32х3.0 ГОСТ Р 58121.2-2018	м	468,9
5.2	Надземный газопровод:	м	130,0
	Ø57х3,5 ГОСТ 10704-91 сталь В10 ГОСТ 10705-80	м	12
	Ø40х3,0 ГОСТ 10704-91 сталь В10 ГОСТ 10705-80	м	10
	Ø32х3,0 ГОСТ 10704-91 сталь В10 ГОСТ 10705-80	м	108
6	**Технологическое оборудование и технические устройства:**		
6.1	Площадка ГРПШ Александровка:		
6.1.1	Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ-ЭТС-13-2НУ1 производства ООО «Энерготех-С» с регуляторами РДГ-50Н/30 (Q=473,3 нм³/час, Рвх=0,405...0,6 МПа, Рвых=2,7 кПа)	шт.	1
6.1.2	**Длина газопровода высокого давления 2 категории с учётом удлинений в т.ч.:**		
	Надземный газопровод:		
	Ø57х4 ГОСТ 10704-91, сталь В20 ГОСТ 10705-80	м	1,9
6.1.3	**Длина газопровода низкого давления с учётом удлинений в т.ч.:**		
	Надземный газопровод:		
	Ø219х6 ГОСТ 10704-91, сталь В20 ГОСТ 10705-80	м	4,0
7	Ширина полосы отвода земель	м	5 - 12
8	Площадь отвода земли	$м^2$	98926,36
9	Вид строительства		Строительство
10	Продолжительность строительства	мес.	7,0
11	Газопроводы-отводы к потребителям:	шт.	77

5.2 Идентификационные признаки объекта

Идентификационные признаки объекта проектирования (согласно Техническому регламенту о безопасности сетей газораспределения и газопотребления):

- Назначение: *трубопровод местный для газа; обеспечение природным газом населения с. Александровка.*

- Состав объектов: межпоселковый *газопровод высокого давления 2 категории; распределительный газопровод высокого давления 2 категории к ГРПШ Александровка,*

распределительные сети низкого давления с устройством газопроводов-отводов; площадка ГРПШ.

- Давление газа: *от 0,3 МПа до 0,6 МПа (вкл.) – для газопровода высокого давления 2 категории; до 0,003 МПа (вкл.) – для газопровода низкого давления.*

Идентификационные признаки объекта проектирования (согласно Федеральному закону от 30.12.2009 N 384-ФЗ (ред. от 25.12.2023) "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений"):

1) назначение: транспортировка природного газа к населенным пунктам.

2) принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на их безопасность: принадлежит к трубопроводной газотранспортной системе, к газопроводам высокого давления 2 категории и газопроводам низкого давления.

3) возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения:

на участке изысканий из опасных геологических процессов, которые представляют угрозу безопасности при строительстве и эксплуатации проектируемого объекта, выделяются сейсмические процессы, подтопление, потенциальная карстовая и эрозионная опасность.

4) принадлежность к опасным производственным объектам:

- газопровод высокого давления 2 категории - III класс опасности, (опасные производственные объекты средней опасности);

- газопровод низкого давления – не относится к опасным производственным объектам.

5) пожарная и взрывопожарная опасность:

- наружные установки газопровода (площадки ГРПШ) – категория АН (повышенная взрывопожаро-опасность) по пожарной и взрывопожарной опасности.

- подземный газопровод - категория по пожарной безопасности к подземному газопроводу не устанавливается;

6) наличие помещений с постоянным пребыванием людей: *отсутствуют;*

7) уровень ответственности: *нормальный.*

Расчетный срок службы газопроводов принимается: для газопроводов из полиэтиленовых труб - 50 лет, для стальных надземных газопроводов – 50 лет, для ГРПШ – не менее 30 лет.

5.3 Подключение к существующим сетям

Согласно Техническим условиям на подключение (технологическое присоединение) существующей и (или) проектируемой сети газораспределения к сетям газораспределения №СИ - 4800 от 09.10.2025г., с Дополнением №11/13-00535/15 от 02.02.2026г., выданным ГУП РК «Крымгазсети» подключение проектируемого газопровода высокого давления предусмотрено в существующий газопровод высокого давления Ø273 мм.

В соответствии с разделом V «Правил безопасности сетей газораспределения и газопотребления» №531 присоединение (врезка) вновь построенных наружных газопроводов к действующим, отключение (обрезка) газопроводов относится к газоопасным работам.

Работы по огневой врезке в действующий газопровод высокого давления Ø273, предусматривающие полное отключение сети, а также мероприятия по запуску газа после завершения работ выполняются персоналом эксплуатационной организации ГУП РК "Крымгазсети".

В точке подключения в существующий газопровод предусмотрено устройство котлована размером 2,0х2,0х2,0м. Земляные работы в точке подключения в существующий газопровод выполняются вручную, в дневное время, при этом газоопасные работы в траншеях и котлованах глубиной более одного метра должны выполняться бригадой рабочих в составе не менее трех человек.

Проектом предусмотрено восстановление изоляционного покрытия металлического участка в точке подключения существующего подземного газопровода высокого давления 2 категории Ø273 мм термоусадочной лентой «Терма-40» 150х2,0 (перекрытие 75%) ТУ 2245-024-82119587-2007.

На производство газоопасных работ выдается наряд-допуск, предусматривающий разработку и последующее осуществление комплекса мероприятий по подготовке и безопасному проведению этих работ, при необходимости, по плану организации работ, утверждаемому в установленном порядке.

Присоединение вновь построенных газопроводов к действующим производится только перед пуском газа. Все газопроводы и газовое оборудование перед их присоединением к действующим газопроводам, а также после ремонта необходимо подвергать внешнему осмотру и контрольной опрессовке (воздухом или инертными газами) бригадой, производящей пуск газа.

Наружные газопроводы всех давлений подлежат контрольной опрессовке давлением 0,02 МПа. Падение давления не должно превышать 0,0001 МПа за один час.

Во время выполнения работы следует осуществлять постоянный контроль за давлением газа в газопроводе, по специально установленному манометру.

Результаты контрольной опрессовки должны записываться в нарядах-допусках на выполнение газоопасных работ.

При наличии в присоединяемом газопроводе избыточного давления и пуске газа не позднее 6 месяцев со дня приемки его в эксплуатацию контрольную опрессовку разрешается не производить.

5.4 Газопроводы-отводы

В соответствии с требованиями технических условий №СИ - 4800 от 09.10.2025г., с Дополнением №11/13-00535/15 от 02.02.2026г., выданных ГУП РК «Крымгазсети», проектом предусмотрено устройство газопроводов-отводов до границ земельных участков жилых домов, в том числе жилых многоквартирных домов, объектов социально-культурного назначения и бюджетной сферы.

Газопроводы-отводы предусмотрены в подземном исполнении с выходом газового стояка, установкой отключающего устройства (крана в надземном) и временной надземной заглушки. Выход газопровода из земли (газовый стояк) с надземным краном предусмотрен на расстоянии не менее 2,0м от линий электропередач 0,4 кВ, не менее высоты опоры от линий электропередач 10 кВ, с учетом охранных зон ЛЭП. Если газопровод-отвод полностью расположен в границах охранной зоны линий электропередач предусмотрено устройство подземной заглушки без установки запорной арматуры.

Границей проектирования газопроводов-отводов является кадастровая граница земельного участка. В местах, где отсутствуют кадастровые границы, газопровод-ввод доводится до существующего ограждения. При отсутствии ограждения газопровод предусмотрен с учетом нормативных расстояний от существующих зданий и планировочных решений.

Количество и месторасположение газопроводов-вводов согласовано с потребителями.

Наличие и способ установки запорной арматуры на газопроводе принят согласно требованиям п. 4.45 СП 42-101-2003.

При отсутствии охранной зоны ЛЭП, запорная арматура устанавливается надземно на газопроводе стояке.

Газопроводы-отводы предусмотрены в количестве 77шт.:

- к объектам социально-культурного назначения и бюджетной социальной сферы в количестве 1 шт. из труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 63х5,8 ГОСТ Р 58121.2-2018 (подземный

газопровод) и Ø57х3,5 ГОСТ 10704-91 В10 (газовый стояк) с установкой подземного стального крана Ду50 с удлинительным штоком и полиэтиленовыми патрубками;

- к многоквартирным жилым домам в количестве 2 шт. из труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 63х5,8 ГОСТ Р 58121.2-2018 (подземный газопровод) и Ø57х3,5 ГОСТ 10704-91 В10 (газовый стояк) с установкой надземных приварных кранов с ручным управлением Ду50 PN1.6МПа;

- к многоквартирным жилым домам в количестве 1 шт. из труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 63х5,8 ГОСТ Р 58121.2-2018 (подземный газопровод) и Ø57х3,5 ГОСТ 10704-91 В10 (газовый стояк) с установкой подземного стального крана Ду50 с удлинительным штоком и полиэтиленовыми патрубками;

- к жилым домам в количестве 2 шт. из труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 63х5,8 ГОСТ Р 58121.2-2018 (подземный газопровод) и Ø57х3,5 ГОСТ 10704-91 В10 (газовый стояк) с установкой надземных приварных кранов с ручным управлением Ду50 PN1.6МПа;

- к жилым домам в количестве 3 шт. из труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 63х5,8 ГОСТ Р 58121.2-2018 (подземный газопровод) с устройством подземной заглушки;

- к жилым домам в количестве 4 шт. из труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 40х3,7 ГОСТ Р 58121.2-2018 (подземный газопровод) и Ø40х3,0 ГОСТ 10704-91 В10 (газовый стояк) с установкой надземных приварных кранов с ручным управлением Ду32 PN1.6МПа;

- к жилым домам в количестве 1 шт. из труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 40х3,7 ГОСТ Р 58121.2-2018 (подземный газопровод) и Ø40х3,0 ГОСТ 10704-91 В10 (газовый стояк) с установкой подземного стального крана Ду32 с удлинительным штоком и полиэтиленовыми патрубками;

- к жилым домам в количестве 2 шт. из труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 40х3,7 ГОСТ Р 58121.2-2018 (подземный газопровод) с устройством подземной заглушки;

- к жилым домам в количестве 38 шт. из труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 32х3,0 ГОСТ Р 58121.2-2018 (подземный газопровод) и Ø32х3,0 ГОСТ 10704-91 В10 (газовый стояк) с установкой надземных приварных кранов с ручным управлением Ду25 PN1.6МПа;

- к жилым домам в количестве 3 шт. из труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 32х3,0 ГОСТ Р 58121.2-2018 (подземный газопровод) и 32х3,0 ГОСТ 10704-91 В10 (газовый стояк) с установкой подземного стального крана Ду25 с удлинительным штоком и полиэтиленовыми патрубками;

- к жилым домам в количестве 13 шт. из труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 32х3,0 ГОСТ Р 58121.2-2018 (подземный газопровод) и Ø32х3,0 ГОСТ 10704-91 В10 (газовый стояк) с установкой надземной заглушки (без возможности установки крана);

- к жилым домам в количестве 7 шт. из труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 32х3,0 ГОСТ Р 58121.2-2018 (подземный газопровод) с устройством подземной заглушки;

Согласование размещения газопроводов-отводов в с. Александровка (1 этап строительства) см. письмо Администрации Зеленогорского сельского поселения Белогосркого района Республики Крым №323 от 20.02.2026г. (Приложение к ПЗ №31).

В местах прокладки газопроводов-отводов в гравийно-галечниковых грунтах (п.6в) по всей ширине траншеи предусмотрено устройство песчаного основания под газопровод толщиной 10 см и засыпка трубы песком на высоту 20 см над верхней образующей трубы.

При прокладке под автомобильной дорогой проектом предусмотрено устройство песчаного основания 0,1 м (при прокладке в гравийно-галечниковом грунте) и обсыпка трубы песком 0,2 м, обратная засыпка траншеи предусмотрена на всю глубину щебнем М600.

Соединение полиэтиленовых и стальных труб выполняется с помощью неразъемного соединения полиэтилен-сталь, предусмотренного на вертикальном участке газопровода, не выше уровня земли.

Соединение ПЭ/сталь устанавливается в защитном футляре. Диаметр футляра на газопроводе принят исходя из грунтовых условий, способа производства работ, а также с учетом унификации проектных решений.

Диаметр футляра на выходах газопровода из земли принят в соответствии с Таблицей 1 СП 42-103-2003:

- для газопровода Дн110 (трасса Г3№1) - ∅219х5,0 ГОСТ 10704-91 в «усиленной» изоляции по ГОСТ 9.602-2016;

- для газопровода Дн225 (трасса Г1№1) - ∅325х8,0 ГОСТ 10704-91 в «усиленной» изоляции по ГОСТ 9.602-2016;

- для газопровода Дн63 - ∅159х4,0 ГОСТ 10704-91 в «усиленной» изоляции по ГОСТ 9.602-2016.

Диаметр футляра на выходах газопровода из земли (газопроводов-отводов Дн40) принят ∅108х4,0 ГОСТ 10704-91, (газопроводов-отводов Дн32) принят ∅76х4,0 ГОСТ 10704-91, в «усиленной» изоляции по ГОСТ 9.602-2016. Данное решение согласовано с Заказчиком (см. Письмо ГУП РК «Крымгазсети» №17-32-00816-15 от 03.02.2026г.).

При разработке проектных решений выходов газопровода из земли проектом предусмотрено:

- конструкция стального футляра обеспечивает тепловую изоляцию полиэтиленовых труб с целью предотвращения охлаждения трубы ниже температуры минус 15 °С;

- переход "полиэтилен-сталь" расположен на вертикальном участке не выше уровня земли;

- футляр газопровода герметично заделан с двух концов. Для отбора проб воздуха предусмотрена контрольная трубка (штуцер).

В соответствии с п.7.8.1 ГОСТ 34715.0-2021 при переходе подземного участка газопровода в надземный, расстояние от выхода газопровода-ввода из земли до здания принято не менее 0,2 м.

Чертеж подземного газопровода-отвода см. 2500295-ЕП-ТКР.1 л.4,5.

6 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

Технологическими решениями линейного объекта: «Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства предусматривается строительство площадки ГРПШ Александровка.

Пункт газорегуляторный шкафной (ГРПШ) предназначен для очистки природного газа по ГОСТ 5542-2022 от механических примесей, редуцирования давления газа с высокого давления 2 категории на низкое давления, автоматического поддержания выходного давления газа в заданных пределах, автоматического отключения подачи газа при аварийном повышении (понижении) выходного давления выше (ниже) допустимых значений, поступающего от газораспределительных систем на газоснабжение с. Александровка.

На площадке ГРПШ Александровка предусматривается установка шкафного газорегуляторного пункта ГРПШ-ЭТС-13-2НУ1 с регуляторами РДГ-50Н/30, где осуществляется снижения давления (с Рвх=0,405 МПа на Рвых=2,7 кПа) и автоматическое его поддержания на заданном уровне. Производительность ГРПШ – Q=473,3 нм³/час. Расчетное давление газа на входе в ГРПШ – 0,6 МПа, на выходе из ГРПШ – 0,0027 МПа. Максимальная расчетная паспортная пропускная способность регуляторов давления газа РДГ-50Н/30 согласно паспортным данным при заданном давлении Рвх=0,4 МПа составляет 1100 нм^3/час. Диапазон настройки давления срабатывания предохранительного запорного клапана ПЗК по повышению выходного давления составляет 1,5хР (4,05 кПа) для сетей с выходным давлением до 0,005 МПа и по понижению выходного давления составляет 0,6хР (1,62 кПа). Предохранительно-сбросной клапан (ПСК-25Н/5) обеспечивает открытие при повышении установленного максимального рабочего давления не более чем на 15% (3,105 кПа). Функциональную схему ГРПШ-ЭТС-13-2НУ1 конструкция ГРПШ включает в себя:

- шкаф для размещения в нем линий редуцирования;

- две линии редуцирования, состоящие из комплекса технических устройств, газопроводов, контрольно-измерительных приборов.

Линии редуцирования оснащены:

- узлом редуцирования;

- устройствами очистки газа;

- запорной арматурой;

- продувочными и сбросными газопроводами;

- контрольно-измерительными приборами.

В состав узла редуцирования входит:

- регулятор давления газа;

- предохранительная и отключающая арматура.

Конструкция шкафа ГРПШ обеспечивает функционирование и сохранность размещенных в нем технических устройств и систем инженерно-технического обеспечения на протяжении среднего срока службы.

Конструкция шкафа ГРПШ разработана с учетом:

- температуры наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92;

- расчетной снеговой и ветровой нагрузок;

- сейсмической нагрузки (при размещении в районах с сейсмичностью площадки до 9 баллов MSK-64 по ГОСТ 30546.1-98).

Шкаф ГРПШ выполнен из негорючих материалов. Толщина стенок определена тепловым расчетом в соответствии с климатическими условиями района эксплуатации в условиях окружающей среды при температурах от – 40 °С до +60 °С. В холодный период года температурный режим внутри шкафа обеспечивается работоспособность технических устройств в соответствии с требуемыми параметрами. Применены облицовки шкафа материалами, стойкими к воздействию окружающей среды. Средний срок службы антикоррозионного покрытия - не менее 20 лет. Конструкция шкафа в закрытом состоянии обеспечивает защиту внутреннего пространства от попадания внутрь дождевой воды и снега. Зазоры в шкафу для пропуска газопроводов и коммуникаций закрыты заглушками и при необходимости, утеплены. Конструктивные элементы шкафа не имеет острых кромок и углов. Соединения конструктивных элементов шкафа предусмотрены при сварке. Шкаф имеет строповые устройства, а при их отсутствии обозначены места строповки. Конструкция шкафа обеспечивает удобство обслуживания технических устройств. Двери оборудованы приспособлениями, защищающими от самооткрывания. запираться ключом и обеспечивать

фиксацию в открытом положении. Двери оборудованы запирающими устройствами, обеспечивающими фиксацию в верхней и нижней точках. Предусмотрена возможность установки дополнительного запирающего устройства. Габаритные размеры шкафа: длина 2800 мм, ширина 900 мм, высота 1450 мм.

В пункте редуцирования газа шкафного обеспечена постоянно действующая естественная вентиляция с кратностью обмена воздуха, определяемой расчетом. В шкафу ГРПШ предусмотрены решетки (прорези) для вентиляции. Для защиты от проникновения в ГРПШ насекомых предусмотрены москитные сетки закрывающие вентиляционные отверстия.

На пункте редуцирования газа нанесена прочная, долговечная (в течение среднего срока службы) и хорошо видимая маркировка. Маркировка нанесена на внешние и внутренние поверхности и располагаться в местах, обеспечивающих легкость прочтения информации, содержащейся в ней. в процессе транспортирования, монтажа (демонтажа), хранения и эксплуатации. На дверях шкафа нанесена несмываемая контрастная надпись красного цвета «Огнеопасно – газ». На газопроводах указаны красным цветом направления движения потока природного газа, а на маховиках запорной арматуры – направления открытия и закрытия. Газопроводы окрашены в желтых цвет. Запорная арматура окрашена в отличительную окраску серого цвета.

Маркировка ГРПШ содержит:

- товарный знак и/или наименование предприятия-изготовителя;

- наименование, обозначение и шифр изделия – ГРПШ-ЭТС-13-2НУ1 с регуляторами РДГ-50Н/30;

- номер технических условий – согласно заводу-изготовителю;

- порядковый номер пункта редуцирования газа по системе нумерации предприятия-изготовителя;

- месяц и год выпуска;

- знак соответствия для сертифицированного пункта редуцирования газа.

Средний срок эксплуатации шкафного газорегуляторного пункта не менее 30 лет в соответствии с ГОСТ 34011-2024 «Системы газораспределительные. Пункты газорегуляторные блочные. Пункты редуцирования газа шкафные. Общие технические требования».

ГРПШ выполнен на базе регуляторов давления газа РДГ-50Н/30. Регуляторы давления газа обеспечивает снижение входного давления газа и автоматическое поддержание заданного давления на выходе независимо от изменения расхода газа и входного давления.

Для очистки природного газа до 80 мкм и исключения попадания механических примесей перед регуляторами давления на каждой нитке редуцирования в ГРПШ установлены газовые фильтры ФГС-50. Фильтры оборудованы индикатором перепада давления ИПД. Продукты очистки газа отводятся в подставную тару.

Для стравливания избыточного давления в трубопроводе, на время замены фильтрующего элемента или ремонтно-профилактических работ, в ГРПШ установлены до и после регулятора шаровые краны КШ-20 со сбросом газа на свечу.

Для защиты оборудования потребителей в ГРПШ установлен предохранительный сбросной клапан типа ПСК-25Н/5, служащий для предотвращения возможного повышения давления газа выше заданного значения в аварийных ситуациях.

Для автоматической передачи аварийных пороговых значениях давления и температуры газа на диспетчерский пункт ГУП РК "Крымгазсети" в ГРПШ на входе и выходе линии редуцирования установлены блоки бесперебойной телеметрии с датчиком давления и температуры ББТ-ДДТ-ДА-1,6МПа-2,0-6-Ех (0…1,6 МПа), ББТ-ДДТ-ДИ-7кПа-2,0-6-Ех (0…0,005 МПа).

Проектом предусматривается технологическая обвязка ГРПШ:

- подключение ГРПШ к подводящему надземному газопроводу высокого давления 2 категории 57х4 с установкой кранового узла КШЦ.Ф.GAS.050.016.П /П.02 DN50 PN1,6 МПа;

- подключение ГРПШ к отводящему надземному газопроводу низкого давления 219х6 с установкой кранового узла КШЦ.Ф.Р.GAS.200.016.П /П.02 DN200 PN1,6 МПа;

- подключение импульсных трубопроводов 33,5х3,2 идущих на регуляторы давления газа;

- подключение трубопровода 33,5х3,2 идущего на предохранительный сбросной клапан ПСК-25Н/5;

- подключение сбросного трубопровода 33,5х3,2 идущего от предохранительного сбросного клапана ПСК-25Н/5 на свечу (высота 4 м);

- подключение продувочных трубопроводов 26,8х3,2 на свечу (высота 4 м).

Категория площадки ГРПШ по взрывопожарной и пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009 – для наружных технологических установок - АН. Класс взрывоопасных и пожарных зон, согласно N 123-ФЗ – для наружных технологических установок - 2, категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 31610.20-1-2020 – IIА-Т1.

Надземные газопроводы высокого давления 2 категории и низкого давления следует испытывать на прочность и герметичность пневматическим способом в соответствии с СП

62.13330.2011 «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002» (с Изменениями N 1, 2, 3, 4). Испытания газопроводов на герметичность проводят путем подачи в газопровод сжатого воздуха и создания в газопроводе испытательного давления. Надземные газопроводы высокого давления 2 категории испытываются давлением 0,75 МПа в течение 1 часа. Надземные газопроводы низкого давления испытываются давлением 0,3 МПа в течение 1 часа. Перед испытанием на герметичность выполнить очистку внутренней полости газопроводов в соответствии с проектом производства работ. Очистку полости газопроводов на площадке ГРПШ выполнить продувкой воздухом перед их монтажом.

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

Выполнить контроль качества сварных соединений в соответствии со СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002» (с Изменениями N 1, 2, 3, 4) радиографическим методом для газопроводов высокого давления 2 категории диаметром 50 мм и более в объеме 5%, но не менее одного стыка. Газопроводы низкого давления не подлежат контролю. Визуально-измерительному контролю подлежат газопроводы высокого и низкого давления в объеме 100%.

Металлический участок (газопровод на выходе из земли) изолируются термоусадочной лентой «Терма-40» 150х2,0 (перекрытие 75%) ТУ 2245-024-82119587-2007.

Для защиты от коррозии надземные газопроводы, а также арматуру окрашивают эмалью ПФ-115 по ГОСТ 6465-2023 в два слоя по двум слоям грунтовки ГФ-021 по ГОСТ 25129-2020.

6.1 Отключающие устройства

Для отключения отдельных участков газопровода, обеспечения локализации и ликвидации аварий, проведения ремонтных и аварийно-восстановительных работ, а также возможности подключения перспективных потребителей, по трассам проектируемых газопроводов предусмотрена установка отключающей арматуры.

Размещение отключающих устройств на подтопляемых участках проектными решениями не предусмотрено. Запорная арматура размещена на расстоянии не менее 10 м от границ перехода или участков, подверженных эрозии или оползням. За границу перехода приняты места пересечения газопроводом горизонта высоких вод с 10%-ной обеспеченностью.

По трассам газопровода высокого давления краны предусмотрены в подземном исполнении в ограждении 1,5х1,5м с установкой редуктора (краны Ду250, Ду200), либо выводом штока крана под ковер с устройством отмостки 0,7м (краны Ду150, Ду100, Ду50).

При прокладке газопроводов высокого и низкого давления в одной траншее с устройством запорной арматуры на одном из газопроводов расстояние в свету между трубами принято – не менее 0,5 м, для удобства монтажа обслуживания и демонтажа отключающих устройств.

По трассам газопровода низкого давления краны предусмотрены преимущественно в подземном исполнении с выводом штока под ковер. Краны в надземном исполнении установлены на выходах из земли газопроводов-отводов (газовый стояк).

При пересечении газопроводами воздушных линий электропередачи отключающие устройства предусмотрено вне охранной зоны ЛЭП, которым является участок земли и пространства, заключенный между вертикальными плоскостями, проходящими через параллельные прямые, отстоящие от крайних проводов (при неотклоненном их положении) на расстоянии, зависящем от величины напряжения ЛЭП, а именно: для линий напряжением до 1 кВ - 2 м; от 1 до 10 кВ включительно - 10 м.

Предусмотренная на газопроводах трубопроводная арматура легкодоступна для управления, обслуживания и защищена от несанкционированного доступа.

Установка подземных стальных кранов в заводской изоляции по ГОСТ 9.602-2016, с полиэтиленовыми патрубками под приварку с полиэтиленовыми газопроводами, на газопроводах предусмотрена в грунте (бесколодезная установка) с выводом узла управления под ковер или редуктор. Управление краном осуществляется через удлинительный шток. Ручка удлинительного штока выводится под «ковер», а сам кран приваривается к трубе при помощи муфт. Дополнительной опоры или колодца при этом не требуется, кран находится в свободном грунте. Удлинительный шток крана заключается в защитный футляр из стальных электросварных труб диаметром 57х3 мм по ГОСТ 10704-91 (сталь В10 ГОСТ 10705-80) в «усиленной» изоляции по ГОСТ 9.602-2016. Основа под ковер изготавливается из бетона (Д=0,7м; Н=15см) и устанавливается на утрамбованный вокруг защитного футляра песок.

При прокладке газопровода под проезжей частью дороги с усовершенствованным дорожным покрытием отметки крышек ковера должны соответствовать отметке дорожного покрытия, в местах отсутствия проезда транспорта и прохода людей - быть не менее чем на 0,5 м выше уровня земли. При отсутствии усовершенствованного дорожного покрытия вокруг

коверов предусматрено устройство отмостки шириной не менее 0,7 м с уклоном 50‰, исключающим проникновение поверхностных вод в грунт близ ковера.

Подземный стальной кран поставляется в комплекте с ПЭ патрубками. Присоединение газопровода к патрубкам предусмотрено муфтой с закладными нагревателями.

Для защиты от не санкционированного доступа к отключающей арматуре на газопроводе высокого давления за границами населенного пункта проектом предусмотрено:

- для кранов в подземном исполнении – вывод штока управления под защитный ковер с устройством отмостки шириной 0,7м в ограждении 1,5х1,5м высотой 2,0м из несгораемых материалов, проветриваемое;

- для кранов в подземном исполнении с удлинительным штоком и редуктором – ограждение кранового узла 1,5х1,5м высотой 2,0м из несгораемых материалов, проветриваемое.

Для защиты от не санкционированного доступа к отключающей арматуре на газопроводе высокого давления в границах населенного пункта проектом предусмотрено:

- для кранов в подземном исполнении с удлинительным штоком и редуктором – ограждение кранового узла 1,5х1,5м высотой 2,0м из несгораемых материалов, проветриваемое.

Для защиты от не санкционированного доступа к отключающей арматуре на газопроводе низкого давления в границах населенного пункта проектом предусмотрено:

- для кранов в подземном исполнении – вывод штока управления под защитный ковер;

- для кранов в надземном исполнении – применение блокиратора на шаровых кранах.

Запорная арматура на надземных газопроводах размещена на расстоянии (в радиусе) от существующих дверных и открывающихся оконных проемов не менее: для газопроводов низкого давления - 0,5 м.

Размещение отключающих устройств в надземном исполнении предусмотрено в доступном для обслуживания месте, на высоте не более 1,5м от уровня земли.

Краны предусмотрены с заводской изоляцией, изоляция футляра для защиты штока крана выполняется лентой ТЕРМА-40 150х2,0 в 2 слоя ТУ 2245-024-82119587-2007.

Размещение трубопроводной арматуры на участках газопровода обеспечивает ее устойчивость, а также отсутствие недопустимых деформаций и напряжений на прилегающих участках газопровода.

Герметичность трубопроводной запорной и регулирующей арматуры, устанавливаемой на газопроводах с природным газом, выбрана класса «А» по ГОСТ 9544-2015.

Примененная арматура имеет сертификаты соответствия и разрешения РОСТЕХНАДЗОРа.

В местах установки стальных кранов в подземном исполнении предусмотрена засыпка траншеи на всю глубину песчаным грунтом.

Используемая запорная арматура:

1. Стальной кран для подземной установки с удлинительным штоком в комплекте полиэтиленовыми патрубками (Г3, Г1);
2. Стальной кран для подземной установки с удлинительным штоком в комплекте полиэтиленовыми патрубками с выводом штока под горизонтальный редуктор (Г3);
3. Надземный кран КШ.Ц.П.GAS.50.016.П/П.02 (газопроводы-вводы);
4. Надземный кран КШ.Ц.П.GAS.32.016.П/П.02 (газопроводы-вводы);
5. Надземный кран КШ.Ц.П.GAS.25.016.П/П.02 (газопроводы-вводы).

Запорная арматура (отключающее устройство) на газопроводах предусмотрена:

- в точке подключения в существующий газопровод высокого давления (первый этап);
- на границе первого и второго этапа строительства на газопроводе высокого давления (в рамках первого этапа);
- на границе газораспределения и газопотребления (если газопровод-ввод расположен вне границ охранной зоны сущ. ВЛ (или частично);
- для секционирования газопроводов сети газораспределения;
- на входе и выходе из ГРПШ;
- на ответвлениях к перспективным потребителям;
- при пересечении автомобильных дорог категорий II (первый этап строительства);

Размещение запорной арматуры по трассе газопровода высокого давления:

- Подземный Ду250 в защитном ограждении в начале трассы газопровода Г3№1 ПК0+24,4;
- Подземный Ду100 по трассе газопровода Г3№1 ПК2+47,2 (предусмотрен на перспективу);
- Подземный Ду200 в защитном ограждении по трассе газопровода Г3№1 ПК8+64,8 (предусмотрен на перспективу);
- Подземный Ду250 в защитном ограждении в начале трассы газопровода Г3№1 ПК8+82,3;
- Подземный Ду100 по трассе газопровода Г3№1 ПК45+77,3 (предусмотрен на перспективу);

- Подземный Ду50 по трассе газопровода Г3№1 ПК53+65,4 (предусмотрен на перспективу);
- Подземный Ду250 в защитном ограждении по трассе газопровода Г3№1 ПК77+67,0 (граница 1 этапа строительства);

Размещение запорной арматуры по трассе газопровода низкого давления:

- Подземный Ду150 по трассе газопровода Г1№1 ПК0+17,1 (предусмотрен на перспективу);
- Подземный Ду80 по трассе газопровода Г1№1 ПК4+85,6;
- Подземный Ду80 по трассе газопровода Г1№2 ПК0+36,5;
- Подземный Ду80 по трассе газопровода Г1№4 ПК0+01,5;
- Подземный Ду80 по трассе газопровода Г1№5 ПК0+06,0;
- Подземный Ду80 по трассе газопровода Г1№6 ПК0+16,9;
- Подземный Ду80 по трассе газопровода Г1№7 ПК0+01,5;
- Подземный Ду50 по трассе газопровода Г1№8 ПК0+01,0.

6.2 Обозначение и привязка наружных газопроводов

Проектируемые трассы распределительных подземных газопроводов обозначены при помощи:

- Опознавательных знаков;
- Сигнальной ленты;
- Медного провода (кабель силовой ВВГз-0,66 сеч.1х4мм^2 ГОСТ 16442-80).

Для обеспечения сохранности наружных газопроводов, обнаружения трасс газопроводов сетей газораспределения и безопасности транспортирования природного газа проектной документацией предусмотрена их маркировка опознавательными знаками в соответствии с 7.9.5 ГОСТ 34715.0-2021. Для полиэтиленовых газопроводов, проложенных открытым способом, дополнительно предусмотрена укладка сигнальной ленты.

Опознавательными знаками в населенных пунктах обозначают все сооружения, расположенные на подземных газопроводах (ЗА, контрольные трубки и другие) и характерные точки газопровода (места поворота, ответвлений полиэтиленовых газопроводов и неразъемных соединений полиэтиленовых газопроводов со стальными, пересечения с естественными и искусственными преградами и другие). Опознавательные знаки размещают на постоянных ориентирах (наружные стены зданий и сооружений, столбы осветительных опор и другие) на расстоянии не более 30 м от привязываемой точки газопровода в местах,

легких для обнаружения, как в светлое, так и в темное время суток в любое время года. На прямых участках трассы газопровода опознавательные знаки устанавливают на расстоянии прямой видимости не более 100 м друг от друга. При отсутствии постоянных ориентиров для нанесения опознавательных знаков используют столбики высотой не менее 1,5 м, которые устанавливают в пределах охранной зоны газопровода. Опознавательными знаками вне населенных пунктов обозначают сооружения и характерные точки газопровода по 7.9.3 ГОСТ 34715.0-2021, а также места пересечения газопровода с автомобильными дорогами, выполненные методом ГНБ. Вне населенных пунктов столбики опознавательных знаков устанавливают в пределах прямой видимости, но не более чем через 500 м друг от друга. Опознавательные знаки устанавливают или наносят строительные организации на постоянные ориентиры в период строительства сетей газораспределения. Опознавательные знаки представляют собой таблички размером 140х210 мм, которые содержат следующую информацию:

- расстояние до газопровода, угла поворота, врезки или сооружения на газопроводе, м;
- сокращенное наименование сооружения, для которого устанавливается опознавательный знак;
- категория газопровода по давлению (Г1, Г3);
- материал газопровода (сталь, полиэтилен);
- наружный диаметр газопровода, мм;
- глубина залегания газопровода (отрицательное значение), м;
- местоположение газопровода по отношению к плоскости знака, м;
- телефонные номера АДС.

Пример оформления опознавательных знаков приведен в приложении А ГОСТ 34715.0-2021.

Крепления опознавательных знаков заглубляют не менее чем на 1 м в грунт.

Обозначение трассы подземного газопровода из полиэтиленовых труб предусмотрено: путем установки опознавательных знаков, укладки сигнальной ленты по всей длине трассы, прокладки вдоль присыпанного (на расстоянии 0,2-0,3 м) газопровода изолированного медного провода сечением 4 мм с выходом концов его на поверхность под ковер. Трассы газопроводов-отводов к потребителям обозначаются: путем установки опознавательных знаков, укладки сигнальной ленты по всей длине трассы.

Вывод провода-спутника над поверхностью земли под защитное устройство предусматривается в специальных контрольных точках, располагаемых на расстояниях не более 4,0 км друг от друга.

Пластмассовая сигнальная лента желтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью "Осторожно! Газ" (ТУ 2245-028-00203536) укладывается на расстоянии 0,2 м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода.

На участках пересечений газопроводов (в том числе межпоселковых) с подземными инженерными коммуникациями лента должна быть уложена вдоль газопровода дважды на расстояние не менее 0,2 м между собой и на 2 м в обе стороны от пересекаемого сооружения в соответствии с проектом.

При прокладке газопровода способом наклонно-направленного бурения укладка сигнальной ленты не предусмотрена. На основании письма ГУП РК «Крымгазсети» от 11.02.2026г. № 17/10-01146/15 «О согласовании проектного решения» при прокладке газопровода методом ГНБ применен медный провод для возможности обнаружения трубы в грунте.

На участках прокладки газопроводов в одной траншеи укладка сигнальной ленты по всей длине трассы предусмотрена над каждой трубой, провод-спутник проложен со стороны газопровода высокого давления. При прокладке газопроводов в одном футляре, лента проложена над футляром из полиэтиленовых труб, с одной стороны предусмотрена прокладка вдоль присыпанного (на расстоянии 0,2-0,3 м) футляра изолированного медного провода сечением 4 мм с выходом концов его на поверхность под ковер.

6.3 Дополнительные сооружения на газопроводах в особых условиях

В сейсмическом отношении исследуемая территория относится к восьмибальной зоне.

В соответствии с требованиями п.5.6.3 СП 62.13330.2011* при проектировании подземных газопроводов предусмотрена установка контрольных трубок:

- в точке врезки;
- в месте установки неразъемного соединения (на горизонтальном участке);
- на углах поворота 30º, 45º, 60º, 90º (кроме выполненных упругим изгибом);
- на тройниках в местах разветвления сети;
- в местах пересечения с подземными коммуникациями;

Соединение полиэтиленовых и стальных труб выполняется с помощью неразъемного соединения полиэтилен-сталь, предусмотренного на вертикальном участке газопровода, не выше уровня земли.

Соединение ПЭ/сталь устанавливается в защитном футляре из электросварных труб по ГОСТ 10704-91 (сталь Ст2сп ГОСТ 10705-80) с защитным покрытием «усиленного» типа по ГОСТ 9.602-2016. Диаметр футляра на газопроводе принят исходя из грунтовых условий, способа производства работ, а также с учетом таб.1 СП 42-103-2003.

Диаметр футляра на выходах газопровода из земли принят в соответствии с Таблицей 1 СП 42-103-2003:

- для газопровода Дн110 (трасса Г3№1) - ∅219х5,0 ГОСТ 10704-91 в «усиленной» изоляции по ГОСТ 9.602-2016;

- для газопровода Дн225 (трасса Г1№1) - ∅325х8,0 ГОСТ 10704-91 в «усиленной» изоляции по ГОСТ 9.602-2016;

- для газопровода Дн63 - ∅159х4,0 ГОСТ 10704-91 в «усиленной» изоляции по ГОСТ 9.602-2016.

Диаметр футляра на выходах газопровода из земли (газопроводов-отводов Дн40) принят ∅108х4,0 ГОСТ 10704-91, (газопроводов-отводов Дн32) принят ∅76х4,0 ГОСТ 10704-91, в «усиленной» изоляции по ГОСТ 9.602-2016. Данное решение согласовано с Заказчиком (см. Письмо ГУП РК «Крымгазсети» №17-32-00816-15 от 03.02.2026г.).

При разработке проектных решений выходов газопровода из земли проектом предусмотрено:

- конструкция стального футляра обеспечивает тепловую изоляцию полиэтиленовых труб с целью предотвращения охлаждения трубы ниже температуры минус 15 °С;

- футляр газопровода герметично заделан с двух концов. Для отбора проб воздуха предусмотрена контрольная трубка (штуцер).

В соответствии с п.7.8.1 ГОСТ 34715.0-2021 при переходе подземного участка газопровода в надземный, расстояние от выхода газопровода-ввода из земли до здания принято не менее 0,2 м.

Отборы проб воздуха при переходе подземной прокладки на надземную (выходы из земли) и устройстве неразъемных соединений полиэтилен-сталь предусмотрены с помощью специальных отверстий на защитном футляре (штуцер).

Для защиты от механических повреждений контрольных трубок предусмотрены коверы, которые устанавливают на бетонные железобетонные подушки, которые устанавливают на грунтовое основание, утрамбованное щебнем. Вокруг ковера устраивают асфальтовую или асфальтобетонную отмостку шириной 0,7 м с уклоном не менее 0,05.

Перед установкой контрольной трубки газопровод обваловывают слоем гравийно-песчаной подушки толщиной не менее 100 мм и закрывают металлическим кожухом из листовой стали толщиной 5 мм, к которому приваривают нюхательную трубку.

Для защиты от несанкционированного доступа к отключающей арматуре проектом предусмотрено:

- для кранов в подземном исполнении – вывод штока управления под защитный ковер;

- для кранов в надземном исполнении – применение блокиратора на шаровых кранах;

- для кранов в подземном исполнении на газопроводе высокого давления 2 категории с удлинительным штоком и редуктором – ограждение кранового узла 1,5х1,5 из несгораемых материалов, проветриваемое.

Краны предусмотрены с заводской изоляцией, изоляция футляра для защиты штока крана выполняется лентой ТЕРМА-40 150х2,0 в 2 слоя ТУ 2245-024-82119587-2007.

Для защиты он несанкционированного доступа к площадкам ГРПШ предусмотрены защитные ограждения.

Ограждения предусмотрены с средствами предупреждения (запрещающие и предупреждающие плакаты, указатели и т. п.).

Трасса газопровода высокого давления 2 категории (Г3№1) пересекает автомобильную дорогу 35 ОП РЗ 35К-003 Белогорск – Феодосия II категории находящийся на балансе ГКУ РК «Служба автомобильных дорог Республики Крым».

Трасса газопровода низкого давления (Г1№1, Г1№2, Г1№8) пересекает автомобильную дорогу 35 ОП МЗ 35Н-115 Белогорск – Межгорье IV категории находящийся на балансе ГКУ РК «Служба автомобильных дорог Республики Крым».

В соответствии с п.5.5.2 СП 62.13330.2011* в местах пересечения с автомобильными дорогами проектируемый газопровод проложен в футляре. Пересечения предусмотрены защитном футляре из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR 11 по ГОСТ Р 58121.2-2018 и ГОСТ Р 70628.2-2023.

Пересечение выполнено закрытым (методом горизонтально-направленного бурения) и открытым способом.

При прокладке газопровода под проезжей частью дороги с усовершенствованным дорожным покрытием отметки крышек ковера соответствуют отметке дорожного покрытия. В местах отсутствия проезда транспорта и прохода людей – отметка крышки ковера должна быть не менее чем на 0,5 м выше уровня земли.

При отсутствии усовершенствованного дорожного покрытия вокруг коверов предусмотрено устройство отмостки шириной не менее 0,7 м с уклоном 50‰, исключающим проникновение поверхностных вод в грунт близ ковера.

Диаметр контрольной трубки принят 57 мм.

В местах установки контрольных трубок на обводненных участках вывод штока предусмотрен выше уровня высоких вод УВВ 1%, но не менее 0,5 м выше уровня земли, в таких местах диаметр контрольной трубки принят 32 мм.

При выведении контрольной трубки выше уровня земли ее конец должен быть изогнут на 180°.

Газопровод в местах входа и выхода из земли заключен в защитный футляр из электросварных труб по ГОСТ 10704-91 (сталь Ast2сп ГОСТ 10705-80) с защитным покрытием «усиленного» типа по ГОСТ 9.602-2016.

Все вводы и выпуски инженерных коммуникаций, проходящих через подземную часть наружных стен зданий, в радиусе 50м от подземного газопровода герметизируются.

Проектом предусмотрено устройство трубы с защитным покрытием МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 ПЭ 100-RC/ПЭ 100-RC/ПЭ 100-RC Газ SDR 11.

Данное проектные решения согласованы с Заказчиком (письмо ГУП РК «Крымгазсети» №17/10-00874/15 от 04.02.2026г.)

В связи с отсутствием производства ПЭ труб Дн40, Дн32 с защитным покрытием МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 ПЭ 100-RC/ПЭ 100-RC/ПЭ 100-RC Газ SDR 11, а также аналогов, проектными решениями было предусмотрено устройство песчаного основания (0,1 м) и обсыпка трубы песком (0,2 м).

Для защитных футляров проектом применены трубы ПЭ100 ГАЗ SDR 11 по ГОСТ Р 58121.2-2018 и ГОСТ Р 70628.2-2023 соответствующие требованиям по прочности и долговечности.

На участках открытой прокладки проектируемого газопровода высокого давления 2 категории ПК13+74,0-ПК14+45,6, а также в местах устройства котлованов ПК14+45,6-ПК14+48,6, ПК14+61,1-ПК14+64,1, ПК16+35,9-ПК16+38,4 газопровод прокладывается в скальных грунтах, ввиду чего проектными решениями было предусмотрено устройство песчаного основания (0,1 м) и обсыпка трубы песком (0,2 м), согласно п. 4.16 СП 42-101-2003.

В набухающих грунтах дно траншеи уплотняется с применением вибромеханическими трамбовочными установками в соответствии с требованиями п. 10.75 СП 42-101-2003 «Свод правил по проектированию и строительству».

В соответствии с п. 10.49 СП 42-101-2003 в скальных грунтах с полосы траншеи снимают вскрышной слой рыхлого минерального грунта на всю глубину до обнажения скального грунта при толщине вскрышного слоя более 0,2 м. При меньшей толщине вскрышного слоя его можно не удалять.

В местах прокладки газопроводов в гравийно-галечниковых грунтах (п.6в) по всей ширине траншеи предусмотрено устройство песчаного основания под газопровод толщиной 10 см и засыпка трубы песком на высоту 20 см над верхней образующей трубы.

Прокладка газопровода в насыпных и элювиальных грунтах проектом не предусматривается.

Траншеи в скальных грунтах разрабатываются с предварительным рыхлением грунта механическим способом.

Согласно п.4.5 СП 42-103-2003 полиэтиленовые трубы с защитной (полипропиленовой) оболочкой допускается применять без устройства песчаного основания при прокладке в мелкокаменистых грунтах, при бестраншейных способах строительства.

Согласно п.4.16 СП42-101-2003 при прокладке газопроводов в скальных, гравийно-галечниковых, щебенистых и других грунтах с включениями вышеуказанных грунтов (свыше 15%) по всей ширине траншеи предусматривают устройство основания под газопровод толщиной не менее 10 см из непучинистых, непросадочных, ненабухающих глинистых грунтов или песков (кроме пылеватых) и засыпку таким же грунтом на высоту не менее 20 см над верхней образующей трубы.

На участках трассы, где газопровод прокладывают в скальных, полускальных дно траншеи следует выравнивать, устраивая подсыпку из песчаного или глинистого грунта толщиной не менее 10 см над выступающими частями основания.

Защиту от повреждений газопровода после его укладки обеспечивают, как правило, путем устройства присыпки из песчаного или глинистого грунтов на толщину не менее 20 см над верхней образующей трубы. Плюсовой допуск на толщину присыпки составляет 10 см; минусовой - равен нулю. Грунт, используемый для создания постели и присыпки, не должен содержать мерзлые комья, щебень, гравий и другие включения размером более 50 мм в поперечнике.

Траншеи и котлованы, кроме разрабатываемых в просадочных грунтах II типа, на участках пересечения с существующими дорогами и другими территориями, имеющими дорожные покрытия, засыпают на всю глубину песчаным грунтом или другими аналогичными малосжимаемыми (модуль деформаций 20 МПа и более) местными материалами, не

обладающими цементирующими свойствами, с уплотнением. Проектными решениями предусмотрена засыпка траншей и котлованов на данных участках щебнем.

Проектными решениями предусмотрено устройство песчаного основания толщиной 10 см и обсыпка трубы песком толщиной 20 см на участках прокладки газопровода открытым способом в скальных, гравийно-галечниковых грунтах.

На участках прокладки газопровода, где в основании траншеи присутствует грунт, не содержащий твердые включения свыше 15% (гравий, щебень и т.д.) основание под трубу предусмотрено естественное.

При формировании присыпки для исключения овализации труб диаметром более 500 мм желательно обеспечивать полное и плотное заполнение пазух между стенками траншеи и газопроводом. При необходимости для обеспечения этой цели следует применять трамбовку грунта, используя механические, электрические или пневматические трамбовки. В отдельных случаях можно проводить уплотнение грунта в пазухах за счет полива его водой. Засыпка газопровода диаметром более 500 мм производится с послойным уплотнением пазух траншеи во избежание овализации труб. Уплотнение пазух производится гидравлическим одноковшовым экскаватором, специальными трамбовочными машинами или средствами малой механизации. Чтобы предотвратить повреждения изоляционного покрытия футляра, выполняют предварительную присыпку его мелкозернистым грунтом. Присыпка должна вестись одновременно с двух сторон, чтобы устранить возможный сдвиг защитного футляра с оси газопровода. Присыпка ведется с трамбовкой грунта в пазухах во избежание овализации футляра. При необходимости сухие грунты следует увлажнять перед трамбовкой.

При прокладке газопровода на пахотных землях глубина заложения до верха газопровода принята менее 1,2 м согласно п.5.2.1 СП 62.13330.2011.

По трассе газопровода имеются участки с высоким уровнем грунтовых вод. При разработке траншей на участке с высоким уровнем грунтовых вод предусмотреть следующие мероприятия:

- выполнение комплекса земляных работ рекомендуется выполнять в сухой период года, при пониженном уровне грунтовых вод, в кратчайшие сроки, не допуская замачивание грунтового основания траншей;

- на участках с высоким уровнем грунтовых вод разработку траншей следует начинать с более низких мест для обеспечения стока воды и осушения вышележащих участков согласно п. 10.44 СП 42-101-2003;

- для откачки воды из траншей, при необходимости, использовать центробежные насосы типа «Гном» или др. Сброс откачиваемой воды выполнять в специальные емкости, не допуская размыва конструкций сетей и благоустройства, а также подтапливания прилегающих участков и территорий.

Согласно технического отчета ИГИ.1 участки трасс проектируемого газопровода (Г3№1 ПК 0+00 – ПК 13+60, Г1№1 ПК 2+50 – ПК 11+98, Г1№5 ПК 0+00 – ПК 3+10, Г1№7 ПК 0+00 – ПК 2+63, Г1№8 ПК 0+00 – ПК 0+29) подлежат подтоплению. В рамках проекта выполнен расчет необходимой величины балластировки, согласно которому балластировка не требуется.

Однако, в связи с близким расположением проектируемого газопровода к водным преградам, прокладки по периодически обводняемым участкам в границах УВВ 2% обеспеченности и прогнозируемом максимальном уровне подземных вод (трасса газопровода Г3№1 ПК7+07.2 - ПК7+31.1, ПК12+40.7 - ПК12+69.6, ПК13+32.9 - ПК13+68.9, ПК74+28.7 – ПК74+31.0, по трассе Г1№1 ПК3+42.6 – ПК3+44.9) при прокладке открытым способом газопроводов, для обеспечения проектного положения в сложных инженерно-геологических условиях, проектом предусмотрены утяжелители в виде плотных оболочек из прочных негниющих полотен (мешки) ГОСТ 30090-93, заполненные песчано-цементной смесью в соотношении 1:3 с нормативным удельным весом в водонасыщенном состоянии ρh=20,0кН/м3.

Укладка балластирующих мешков-контейнеров предусмотрена вручную. Шаг балластирующих устройств принят (для Дн315 шаг 0,6 м, для Дн110 шаг 3,8м), вес одного балластирующего мешка на воздухе должен составлять 83кг. Размеры мешка приняты из расчета, что его полезный объем должен составлять 50% от полного объема.

В проекте приняты мешки по ГОСТ 30090-93 с размерами 1,12м (длина)х0,74м (ширина). Толщина заполненного мешка принята 0,2м.

Расстояние в свету от края балластирующего устройства до сварного соединения газопровода должно быть не менее 0,5 м.

На основании п 4.18 СП 42-101-2003 по трассе газопровода Г3№1 ПК13+97.4 – ПК14+20.5 с уклоном свыше 200‰ предусмотрены глиняные перемычки с шагом 5,0 м для предотвращения размыва засыпки траншеи.

С учетом рекомендаций технического отчета ИГИ.1 учитывая высокую сейсмичность (8 баллов), проектом предусмотрена установка контрольных трубок (на углах поворотов газопроводов (кроме выполненных упругим изгибом), в местах врезки, в местах установки

тройников, в местах пересечений с подземными коммуникациями), применение полиэтиленовых труб с удаляемым слоем ПЭ 100, применение изоляции на стальных футлярах.

Согласно СП 62.13330.2011*, при сейсмичности более 6 баллов, на закарстованных территориях (кроме категории устойчивости VI) для полиэтиленовых газопроводов применены: трубы и соединительные детали из ПЭ 100 и ПЭ RC с SDR не более 11 с коэффициентом запаса прочности не менее 3,2 для газопроводов, прокладываемых на территориях населенных пунктов и городских округов.

На основании таблицы 6.17 СП 22.13330.2016 проектом предусмотрены следующие противокоррозионные мероприятия:

- конструктивные – обеспечение прочности и устойчивости с учетом карстовой деформации;
- водозащитные – предотвращение карстово-суффузионных процессов;
- эксплуатационные – контроль за возможной активизацией карстово-суффузионных процессов.

Также эксплуатирующая организация должна вести контроль за возможным возникновением (провалов, воронок, замкнутых понижений, оседаний поверхности земли и др.).

В соответствии с требованиями п. 5.1.2 СП 62.13330.2011* все вводы и выпуски инженерных коммуникаций, проходящих через подземную часть наружных стен зданий, в радиусе 50м от подземного газопровода герметизируются.

Дополнительно при строительстве газопровода необходимо учесть рекомендации, указанные в техническом отчете ИГИ:

1. Учитывать потенциальную вероятность развития карстового процесса в грунтах ИГЭ 3. При выявлении карстовых форм рельефа в период строительства или эксплуатации проектируемого объекта необходимо приостановить строительство для более детального изучения инженерно-геологических условий и динамики развития непосредственно самого процесса.
2. Поддерживать сложившееся геодинамическое равновесие участка изысканий.
3. При проектировании учитывать высокую сейсмичность участка изысканий.
4. Для снижения рисков активизации эрозионных процессов на участке изысканий после строительства проектируемого газопровода в обязательном порядке провести

рекультивацию почвенно-растительного покрова (в особенности на пересечении балки трассами проектируемых газопроводов Г1№1 и Г3№1).

5. В связи с наличием подземных вод и прогнозируемой в краткосрочной перспективе их площади увеличения, на участках трасс проектируемых газопроводов, отмеченных в отчете ИГИ.1 Таблице 7.2.1, для обеспечения устойчивости положения газопровода в траншее на проектных отметках, необходимо произвести балластировку газопровода или закрепление (железобетонные утяжелители различных типов, грунтовая засыпка, обетонированные трубы и т.д.).

6. Чтобы исключить или минимизировать при строительстве попадание поверхностных и подземных вод в траншею газопровода рекомендуется на подготовительном этапе выполнить мероприятия по водоотведению и водопонижению, а строительные работы проводить в засушливый период года с наименьшим количеством осадков: с февраля по май и с июля по август.

7. Так как грунты ИГЭ 4 являются набухающими рекомендуется разработать мероприятия, направленные на снижение или полное исключение возможных деформаций набухания.

8. Для разработки для грунтов ИГЭ 3 (мергель малопрочный, средней плотности, размягчаемый) рекомендуется принять категорию 24б, т.к. в природном состоянии грунты ИГЭ 3 имеют плотность 2,34 г/см3 и среднюю прочность – 13,3 МПа. Прочность грунтов ИГЭ 3 понижается только при длительном замачивании в воде.

Более подробно решения по устройству газопровода представлены в разделе «ПОС» настоящей проектной документации.

6.4 Вид и способ прокладки газопровода

Необходимо соблюдать меры предосторожности при строительстве газопровода, предусматривающие минимальное вмешательство в экологию региона.

Глубина промерзания грунта зависит от его состава, влажности, скорости понижения температуры воздуха.

Глубина прокладки подземного газопровода принята с учетом климатических и гидрогеологических условий, а также в зависимости от внешних воздействий на газопроводы.

Прокладка проектируемого газопроводов высокого и низкого давления предусмотрена в подземном исполнении, на площадке ГРПШ предусмотрена надземная прокладка.

Опоры-стойки обеспечивают возможность перемещений газопроводов, возникающих во время землетрясения. Для снижения величин деформаций и снятия возможных напряжений

в трубопроводе, предусмотрена самокомпенсация за счет изменения направления трассы газопровода (входы/выходы из земли).

В месте опирания газопровода на опоры расстояние от сварного соединения газопроводов до опорной части и оголовка опоры диаметром менее Ду200 принято не менее 200 мм, для газопроводов диаметров свыше Ду200 принято не менее 500 мм.

В набухающих грунтах дно траншеи уплотняется с применением вибромеханическими трамбовочными установками в соответствии с требованиями п. 10.75 СП 42-101-2003 «Свод правил по проектированию и строительству».

Полиэтиленовый газопровод укладывается на глубину не менее 1,0 м до верха трубы, балластирующего устройства, на пахотных землях глубина заложения до верха газопровода принята не менее 1,2 м.

Прокладка газопровода под автомобильными дорогами предусмотрена на глубине не менее 1,0м, при закрытом способе не менее 1,5 м от подошвы насыпи земляного полотна до верха футляра.

При прокладке газопровода Г3№1 ПК14+60.3-ПК16+38.4 и ПК18+09.6-ПК20+22.3 в придорожной полосе автомобильной дороги на расстоянии менее указанных в таблице В.1* приложения В* СП 62.13330.2011* прокладка газопровода выполнена закрытым способом производства работ, глубина заложения принята не менее 2,0 м до верха футляра. Котлованы засыпаются на всю глубину щебнем М600 с устройством песчаного основания 0,1 м и обсыпки трубы песком 0,2 м.

В местах пересечений с водными преградами открытым способом глубина принята не менее 0,5м от прогнозируемого размыва дна, при прокладке закрытым способом не менее 2,0м.

При прокладке газопроводов высокого и низкого давления открытым способом в одной траншее расстояние в свету между трубами принято – не менее 0,1 м.

При прокладке газопроводов высокого и низкого давления в одном футляре проектными решениями обеспечивается свободное перемещение труб относительно друг друга и сохранности их поверхности (изоляции), газопроводы не соприкасаются друг с другом. Расстояние между ними в свету принято не менее 0,1 м.

При прокладке газопроводов высокого и низкого давления в одной траншее с устройством запорной арматуры на одном из газопроводов расстояние в свету между трубами принято – не менее 0,5 м, для удобства монтажа обслуживания и демонтажа отключающих устройств.

В соответствии с п. 5.1.1 СП 62.13330.2011* В стесненных условиях допускается прокладка газопроводов всех давлений под автомобильными дорогами всех категорий и бортовыми камнями при условии глубины прокладки от низа дорожной конструкции не менее чем на 1,0 м до верха футляра с заключением газопровода в футляр и выполнения мероприятий, исключающих повреждение конструктивных элементов этих дорог и улиц.

При наличии возможности (благоприятных условий местности и отсутствия стесненных условий), пересечение газопроводом автомобильных дорог выполнено закрытым способом (методом ГНБ) в защитном футляре. В остальных случаях предусмотрена открытая прокладка газопровода в футляре с разборкой и восстановлением дорожного полотна.

Защитный футляр предназначен для защиты газопровода на переходах через дороги от воздействия внешних нагрузок, создаваемых движущимся транспортом, а также отвода газа от дороги в случае его утечки из трубопровода.

Для газопровода, прокладываемого внутри футляра, предусмотрена установка опорно-направляющих колец с шагом 2-3м и высотой опоры от 12,5мм.

Опоры выполняют несколько функций. Они воспринимают нагрузку трубопровода и передают ее защитному кожуху. Служат скользящими элементами при протаскивании плети в кожухе, а при эксплуатации - диэлектрическим изолятором между газопроводом и кожухом.

На одном конце футляров в верхней точке уклона предусмотрена контрольная трубка, выходящая под защитное устройство (ковер). Установка контрольной трубки на полиэтиленовом футляре предусмотрена с использованием соединительных элементов заводского изготовления.

Концы футляров при прокладке в них полиэтиленовых газопроводов уплотняются диэлектрическими водонепроницаемыми материалами.

Внутренний диаметр футляра выбран из условия обеспечения свободной протяжки трубы с заданным наружным диаметром.

Таблица 6.4.1 Сводная ведомость футляров

№ п/п	Рабочая труба, мм	Футляр, мм	ОНК, h ребра	Способ прокладки
1.	ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 -32х3.0	ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 -75х6.8	12,5мм	Открытый
2.	ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 – 40х3.7	ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 -90х8.2	12,5мм	Открытый
3.	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 ГАЗ SDR 11- 63х5.8	ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 -160х14.6	от 30мм	Открытый
4.	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 ГАЗ SDR 11- 63х5.8	ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 – 225х20.5	от 30мм	ГНБ
5.	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 ГАЗ	ПЭ 100 ГАЗ SDR	от 30мм	Открытый

	SDR 11- 90x8.2	11 – 200x18.2		
6.	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 ГАЗ SDR 11- 90x8.2	ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 – 250x22.7	от 30мм	ГНБ
7.	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 ГАЗ SDR 11- 110x10.0	ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 – 250x22.7	от 30мм	Открытый
8.	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 ГАЗ SDR 11 – 315x28.6	ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 – 500x45.5	от 30мм	Открытый
9.	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 ГАЗ SDR 11 – 315x28.6	ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 – 560x50.9	от 30мм	ГНБ
10.	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 ГАЗ SDR 11 – 90x8.2 и 315x28.6	ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 – 710x64.5	12,5мм	ГНБ
11.	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 ГАЗ SDR 11 – 110x10.0 и 315x28.6	ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 – 710x64.5	12,5мм	Открытый
12.	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 ГАЗ SDR 11 – 160x14.6 и 315x28.6	ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 – 800x72.6	12,5мм	ГНБ
13.	МУЛЬТИПАЙП ПРО RC 1075 ГАЗ SDR 11 – 160x14.6 и 315x28.6	ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 – 800x72.6	12,5мм	открытый

При устройстве траншеи разборка и восстановления асфальтных дорожных покрытий, находящихся на балансе Администрации Белогорского района принята на ширину, превышающую ширину дорожного покрытия на 0,1 м в каждую сторону; для других конструкций дорожных покрытий - на 25 см в каждую сторону. Разборку дорожных покрытий допускается вести по линии границы разработки насыпи.

Материалы от разобранных дорожных покрытий складывают в специально отведенных местах на сооружаемом переходе.

Под трубопроводы предусмотрены отдельно стоящие стойки, выполненные из стальных труб. Отдельно стоящие опоры заделываются бетоном класса В15, марка бетона по морозостойкости – F100, по водонепроницаемости – W10.

6.5 Пересечение и параллельное следование газопроводом существующих дорог

Необходимо соблюдать меры предосторожности при строительстве газопровода, предусматривающие минимальное вмешательство в экологию региона.

Глубина промерзания грунта зависит от его состава, влажности, скорости понижения температуры воздуха.

Прокладка газопровода под автомобильными дорогами при открытом способе прокладки предусмотрена на глубине не менее 1,0м, при закрытом способе не менее 1,5 м от подошвы насыпи земляного полотна до верха футляра.

Проектируемые сети газоснабжения в первом этапе строительства запроектированы параллельно и пересекают автомобильные дороги, находящиеся на балансе ГКУ РК «Служба автомобильных дорог Республики Крым»:

- автомобильная дорога общего пользования регионального значения 35 ОП РЗ 35К-003 «Белогорск-Феодосия» II техническая категория;

- автомобильная дорога общего пользования межмуниципального значения 35 ОП МЗ 35Н-115 «Белогорск-Межгорье» IV техническая категория.

ул. Нижнегорская является дорогой местного значения и находится на балансе Администрации города Белогорск Белогорского района РК. Улицы населенного пункта Александровка относятся к дорогам местного значения и находятся на балансе Администрации Белогорского района РК, не относятся к магистральным, не имеют придорожной полосы и бордюрного камня.

Трасса газопровода высокого давления Г3№1 ПК14+60.3-ПК16+38.4 и ПК18+09.6-ПК20+22.3 частично проложена в придорожной полосе а/дороги 35 ОП РЗ 35К-003 «Белогорск-Феодосия» на расстоянии менее указанных в таблице В.1* приложения В* СП 62.13330.2011*. Проектными решениями предусмотрено: прокладка газопровода выполнена закрытым способом производства работ, глубина заложения принята не менее 2,0 м, укладка газопровода предусмотрена в футляр. Котлованы засыпаются на всю глубину щебнем М600 с устройством песчаного основания 0,1 м и обсыпки трубы песком 0,2 м.

В соответствии с п. 5.1.1 СП 62.13330.2011* В стесненных условиях допускается прокладка газопроводов всех давлений под автомобильными дорогами всех категорий и бортовыми камнями при условии глубины прокладки от низа дорожной конструкции не менее чем на 1,0 м до верха футляра с заключением газопровода в футляр и выполнения мероприятий, исключающих повреждение конструктивных элементов этих дорог и улиц.

Согласно принятым проектным решениям, трасса проектируемого газопровода высокого давления 2 категории (Г3№1) и трассы низкого давления (Г1№1) следует параллельно автомобильной дороги 35 ОП МЗ 35Н-115 Белогорск – Межгорье. Трассы низкого давления (Г1№1; Г1№2; Г1№8) пересекают автомобильную дорогу 35 ОП МЗ 35Н-115 Белогорск - Межгорье.

Пересечение по трассам Г1№1, Г1№2 выполнено закрытым способом (методом ГНБ) с устройством защитного футляра ПЭ100 ГАЗ SDR 11 dn 250х22.7 ГОСТ Р 58121.2-2018, трассы Г1№8 выполнено закрытым способом (методом ГНБ) с устройством защитного футляра ПЭ100 ГАЗ SDR 11 dn 225х20.5 ГОСТ Р 58121.2-2018, соответствующего требованиями по прочности и долговечности. Коэффициент запаса прочности принят 3,2.

Согласно принятым проектным решениям, трасса проектируемого газопровода высокого давления 2 категории (Г3№1) следует параллельно и пересекает автомобильную дорогу 35 ОП РЗ 35К-003 Белогорск – Феодосия.

Пересечение трассой газопровода Г3№1 выполнено закрытым способом (методом ГНБ) с устройством защитного футляра ПЭ100 ГАЗ SDR 11 dn 560x50.8 ГОСТ Р 58121.2-2018, соответствующего требованиями по прочности и долговечности. Коэффициент запаса прочности принят 3,2.

В соответствии с техническими условиями ГКУ РК «Служба автомобильных дорог Республики Крым» Приложение №1 к Договору, пересечение Автомобильной дороги выполнено закрытым способом, в защитном футляре на глубине не менее 1,5 м от дна кювета или подошвы насыпи земляного полотна до верха футляра. Параллельное следование выполнено в соответствии с нормативными требованиями.

Прокладка сетей газоснабжения в границах полос отвода и придорожных полос автомобильных дорог при пересечении и параллельном следовании с ними согласована с ГКУ РК «Служба автомобильных дорог Республики Крым» письмо №3217/2 от 04.03.2026г., письмо №3217/2 от 04.03.2026г.

Защитный футляр предназначен для защиты газопровода на переходах через дороги от воздействия внешних нагрузок, создаваемых движущимся транспортом, а также отвода газа от дороги в случае его утечки из трубопровода.

На одном конце футляров в верхней точке уклона предусмотрена контрольная трубка, выходящая под защитное устройство (ковер). Установка контрольной трубки на полиэтиленовом футляре предусмотрена с использованием соединительных элементов заводского изготовления.

Концы футляров при прокладке в них полиэтиленовых газопроводов уплотняются диэлектрическими водонепроницаемыми материалами.

Внутренний диаметр футляра выбран из условия обеспечения свободной протяжки трубы с заданным наружным диаметром.

В соответствии с Техническими условия администрации г. Белогорск №4865/02-21 от 11.11.2025г. прокладка проектируемого газопровода предусмотрена закрытым способом с устройством защитного футляра.

В соответствии с Техническими условиями № 12513/01-18 от 11.11.2025г. Администрации Белогорского района разборку и восстановление асфальтового покрытия выполнить используя конструкцию:

- 4 см асфальто-бетонное покрытие (мелкозернистое);
- 6 см асфальто-бетонное покрытие (крупнозернистое);
- 15 см щебеночное основание (М600 фракции 10-40);
- 20 см песчано-гравийная смесь.

Разборку и восстановление щебеночного покрытия выполнить используя конструкцию:

- 30 см щебеночное основание (М600 фракции 10-40);

Для восстановления асфальтного и щебеночного покрытия используются новые материалы. При прокладке под автомобильной дорогой проектом предусмотрено устройство песчаного основания 0,1 м (при прокладке в гравийно-галечниковом грунте) и обсыпка трубы песком 0,2 м, обратная засыпка траншеи предусмотрена на всю глубину щебнем М600.

При устройстве траншеи разборка и восстановления асфальтных дорожных покрытий, находящихся на балансе Администрации Белогорского района принята на ширину, превышающую ширину дорожного покрытия на 0,1 м в каждую сторону; для других конструкций дорожных покрытий - на 25 см в каждую сторону. Разборку дорожных покрытий допускается вести по линии границы разработки насыпи.

Материалы от разобранных дорожных покрытий складывают в специально отведенных местах на сооружаемом переходе.

Траншеи и котлованы, на участках пересечения с существующими дорогами и другими территориями, имеющими дорожные покрытия, засыпаются на всю глубину щебнем М600 с устройством песчаного основания 0,1 м (при прокладке в гравийно-галечниковом грунте) и обсыпки трубы песком 0,2 м.

6.6 Прокладка газопровода на обводненных участках, пересечение с водными объектами

Газопровод высокого давления 2 категории (Г3№1) на участках ПК6+67 - ПК 6+74, ПК11+54 - ПК 11+67, ПК12+79 - ПК 12+94 пересекает русло реки Сарысу, (Г3№1 ПК74+28 – ПК 74+31) пересекает русло временного водотока. Газопровод низкого давления (Г1№1 на участке ПК3+43 – ПК3+45 пересекает русло временного водотока. Строительство газопровода на этих участках рекомендуется выполнять летом, в наиболее засушливый период года.

При наличии воды в траншее, для укладки газопровода предусмотрено устройство временного водоотлива. Откачку воды из траншеи выполнять погружным насосом в пластиковые накопительные емкости.

Водоохранная зона пересекаемых водотоков реки Сарысу 100м, ручья без названия 50 м. см. «Оценка воздействия на биоресурсы и среду их обитания при осуществлении планируемой деятельности».

Пересечение с рекой Сарысу выполнено подземно закрытым способом (методом ННБ) на глубине, не менее 2,0 м от прогнозируемого размыва дна, пересечение с водотоком выполнено подземно открытым способом на глубине, не менее 0,5 м от отметки предельного размыва дна русла водотока.

В местах пересечения газопроводов с водными преградами, оврагами, канавами (естественного происхождения) при открытой прокладке предусмотрено восстановление берегов и формирование правильного уклона до первоначального состояния (техническая рекультивация см. 2500295-ЕП-РЗ).

На подверженных эрозии участках прокладка газопроводов предусмотрена на глубину не менее 0,5 м ниже границы прогнозируемого участка разрушения.

Газопроводы на подводных переходах проложены с заглублением в дно пересекаемых водных преград.

Отметка верха газопровода (балласта) принята не менее чем на 0,5 м ниже прогнозируемого профиля дна на весь срок эксплуатации газопровода. При прокладке газопровода методом наклонно-направленного бурения отметка принята не менее чем на 2,0 м ниже прогнозируемого профиля дна.

Запорная арматура размещена на расстоянии не менее 10 м от границ перехода или участков, подверженных эрозии. За границу перехода приняты места пересечения газопроводом горизонта высоких вод с 10%-ной обеспеченностью.

Газопроводы рассчитаны на всплытие в границах ГВВ 2% обеспеченности (водные преграды) и максимального УГВ (водонасыщенные грунты).

Установка пригрузов на газопроводах, прокладываемых на сезонно подтопляемых участках, не требуется, грунт засыпки траншеи обеспечивает проектное положение газопровода при воздействии на него выталкивающей силы воды.

При наличии напорных вод глубина траншеи под газопровод назначается с учетом недопущения разрушения дна траншеи напорными водами.

Балластировка газопровода требуется при положительной его плавучести, определенной по результатам расчета на всплытие. Согласно выполненному расчету балластировка газопроводов не требуется.

В соответствии с рекомендациями технического отчета по инженерно-геологическим изысканиям на участках прокладки газопровода открытым способом производства работ на особо сложных участках вблизи с водными объектами или на пересечении с ними дополнительно предусмотрены решения установки пригрузов из синтетических прочных тканей, наполненные цементно-песчанной смесью.

Согласно п.6.130 СП 42-103-2003 газопроводы, проложенные бестраншейными методами, балластировке и закреплению не подлежат.

При выборе средств для балластировки соблюдено требование, связанное с ограничением предельно допустимого значения овализации труб, - не более 5%.

Балластирующие устройства на газопроводе устанавливаются на равном расстоянии друг от друга, групповая их установка не рекомендуется.

В случае пересечения подземными газопроводами водных преград должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению размыва траншей и защите грунтов по трассе газопровода от разрушения, включающие в том числе наброску камня или устройство железобетонного покрытия, укладку закрепленного грунта или решетчатых покрытий, посев трав и кустарников. Проектными решениями предусмотрены необходимые решения по укреплению берегов русла в местах прокладки подводного перехода и по предотвращению размыва траншеи поверхностными водами (одерновка – травяной покров, устройство канав и перемычек). При открытом способе производства работ проектными решениями предусмотрено полное восстановление берегов русла, канав до первоначального состояния.

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

В связи с близким расположением проектируемого газопровода к водным преградам, прокладки по периодически обводняемым участкам в границах УВВ 2% обеспеченности и прогнозируемом максимальном уровне подземных вод (трасса газопровода Г3№1 ПК7+07.2 - ПК7+31.1, ПК12+40.7 - ПК12+69.6, ПК13+32.9 - ПК13+68.9, ПК74+28.7 – ПК74+31.0, по трассе Г1№1 ПК3+42.6 – ПК3+44.9) при прокладке открытым способом газопроводов, для обеспечения проектного положения в сложных инженерно-геологических условиях, проектом предусмотрены утяжелители в виде плотных оболочек из прочных негниющих полотен

(мешки) ГОСТ 30090-93, заполненные песчано-цементной смесью в соотношении 1:3 с нормативным удельным весом в водонасыщенном состоянии ρh=20,0кН/м3.

Вес одного балластирующего мешка на воздухе должен составлять 83кг. Размеры мешка приняты из расчета, что его полезный объем должен составлять 50% от полного объема.

В проекте приняты мешки по ГОСТ 30090-93 с размерами 1,12м (длина)х0,74м (ширина). Толщина заполненного мешка принята 0,2м.

Расстояние в свету от края балластирующего устройства до сварного соединения газопровода должно быть не менее 0,5 м.

6.7 Обоснование диаметра трубопровода

Объем потребления газа взят на основании, ранее произведенного расчета потребности в тепле и топливе, ТУ № СИ - 4800 от 09.10.2025г. и Дополнения №11/13-00535/15 от 02.02.2026г. к ТУ, выданными ГУП РК «Крымгазсети».

Гидравлический режим работы газопровода выполнен из условия создания при максимально допустимых потерях давления газа наиболее экономичной и надежной в эксплуатации системы, обеспечивающей устойчивость работы существующих газорегуляторных пунктов.

Расчетные диаметры газопроводов определены гидравлическим расчетом из условия обеспечения бесперебойного газоснабжения всех потребителей в часы максимального потребления газа.

При выполнении гидравлического расчета расчетные потери давления в газопроводах высокого давления приняты в пределах категории давления, принятой для газопровода; в газопроводах низкого давления (от источника газоснабжения до наиболее удаленного прибора) приняты не более 180 даПа, в том числе в распределительных газопроводах 120 даПа.

Допустимая скорость движения газа для газопровода высокого давления принята не более 25 м/с, для газопровода низкого давления не более 7 м/с, с учетом степени шума, создаваемого движением газа.

6.8 Сведения о безопасном расстоянии от газопровода до зданий и сооружений

Трассы проектируемого газопровода высокого и низкого давления 1 этапа строительства проходят по территории (землям) Криничненского сельского поселения, Зеленогорского сельского поселения, Белогорского района и г. Белогорск Республики Крым.

Газопровод запроектирован с учетом нормативных расстояний от фундаментов зданий и сооружений согласно СП 62.13330.2011* (изм №4), СП 42.13330.2016 и ПУЭ.

При прокладке подземных газопроводов в стесненных условиях, на отдельных участках трасс данные нормативные расстояния сокращены на 25% с учетом всех требований, указанных в п.5.1.1 СП 62.13330.2011* (изм №4) «Газораспределительные системы».

При этом на участках сближения и на расстоянии не менее 5м в каждую сторону от этих участков применены трубы мерной длины, соединенными деталями с закладными нагревателями. С учетом требования п. 2.5.288 ПУЭ 7-издание расстояния при пересечении, сближении и параллельном следовании ВЛ с подземными трубопроводами должны быть не менее приведенных в табл. 2.5.40* ПУЭ. В исключительных случаях допускается в процессе проектирования уменьшение до 50 % расстояний, приведенных в п. 3 табл. 2.5.40 для газопроводов с давлением газа 1,2 МПа и менее. При этом проектом предусмотрена защита фундаментов опор ВЛ от возможного их подмыва при повреждении указанных трубопроводов (на данных участках траншеи разрабатываются вручную, траншея остается открытой непродолжительное время).

Сведения об охранных зонах существующих коммуникаций и линий электропередач в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 24 февраля 2009 года №160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон; Постановлением Правительства РФ от 20 ноября 2000 года №878 «Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей», Постановлением от 14.03.2002г. № 10 «О введении в действие санитарных правил и норм "Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения. СанПиН 2.1.4.1110-02", СП 42.13330.2016, Постановлением от 9 июня 1995 г. № 578 «Об утверждении Правил охраны линий и сооружений связи Российской Федерации":

- существующие подземные газопроводы: в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 3 метров от газопровода со стороны провода и 2 метров - с противоположной стороны;

- существующие линии электропередач (ЛЭП): напряжением 0,4 кВ - 2,0 м, 10-20 кВ – 10 м в обе стороны от крайних проводов;

- существующий подземный электрокабель 0,4-6 кВ - не менее чем на 1 метра с каждой стороны;

- существующие воздушные связи - в виде участков земли вдоль этих линий, определяемых параллельными прямыми, отстоящими от крайних проводов воздушных линий связи не менее чем на 2 метра с каждой стороны.

В соответствии с СП 42-101-2003 на участке пересечения траншей с действующими подземными коммуникациями (газопроводами, кабелями и др.), проходящими в пределах глубины траншей, должна быть выполнена подсыпка под действующие коммуникации немерзлым песком или другим малосжимаемым грунтом по всему поперечному сечению траншеи на высоту до половины диаметра пересекаемого трубопровода (кабеля) или его защитной оболочки с послойным уплотнением грунта. Грунт, используемый для создания постели и присыпки, не должен содержать мерзлые комья, щебень, гравий и другие включения размером более 50 мм в поперечнике.

При параллельном следовании и пересечении с подземными и надземными коммуникациями соблюдены все меры предосторожности и требования норм СП 62.13330.2011* (изм №4) «Газораспределительные системы», ПУЭ.

Соблюдены расстояния в свету по вертикали при пересечении электрокабеля, кабеля связи – не менее 0,5м, при пересечении с водопроводом, канализацией – не менее 0,2м.

Электрокабель и кабель связи в местах пересечения с газопроводом заключается в полиэтиленовую трубу ПЭ100 ГАЗ SDR 17,0 - 110х6,6 ГОСТ 58121.2-2018 для защиты от механических повреждений и провисания (в местах открытой прокладки газопровода). При прокладке газопроводов в одной траншеи данная работа учтена по трассе Г3.

При ширине разрабатываемой траншеи более 1,0 м в местах пересечения с трубопроводами предусматривается защита от повреждений и провисания к деревянному брусу с помощью скруток из проволоки. При отрицательных температурах воздуха необходимо предусмотреть меры против замораживания. Трубу заключают в деревянные короба из досок толщиной 3-5 см и подвешивают. Концы бруса должны перекрывать траншею не менее чем на 0,5 м в каждую сторону согласно п.10.141 СП 42-101-2003 «Свод правил по проектированию и строительству».

В соответствии с требованиями п.9.1.4 ГОСТ 34715.0-2021, при строительстве газопровода вдоль действующего газопровода или сети инженерно-технического обеспечения схему производства работ выбирают исходя из условия исключения возможности повреждения техникой действующего газопровода. Перед началом работ по оси действующего газопровода выставляют через 10 м вешки с указанием глубины заложения газопровода.

По трассам проектируемых газопроводов имеются пересечения и параллельная прокладка с инженерными коммуникациями, которые имеют охранные зоны. Все работы в охранных зонах подземных коммуникаций на расстоянии менее 2,0м производятся вручную и в присутствии представителей собственников данных коммуникаций.

Таблица 6.8.1 Сведения о принятых расстояний от подземного газопровода высокого давления до существующих зданий, строений и сооружений, находящихся вблизи проектируемого объекта

№, п/п	Существующие здания, сооружения, сети инженерно-технического обеспечения вблизи проектируемого объекта	Нормативный документ, на основании которого определено минимально допустимое расстояние	Нормативное расстояние (по горизонтали в свету), м	Фактическое расстояние, м
1	Фундаменты зданий и сооружений, а также опор мостовых сооружений до газопроводов	СП 62.13330.2011* Таблица В.1*	7,0	7,0
2	Фундаменты ограждений, отдельно стоящих опор	СП 62.13330.2011* Таблица В.1*	1,0	1,0
3	Автомобильные дороги от бортового камня улицы, дороги (кромки проезжей части, укрепленной полосы обочины)	СП 62.13330.2011* Таблица В.1*	2,5	Не менее 1,9
4	Автомобильные дороги от наружной бровки кювета или подошвы насыпи дорог	СП 62.13330.2011* Таблица В.1*	1,0	1,0
5	Надземные ЛЭП 10 кВ при пересечении, сближении и параллельном следовании от заземлителя или подземной части (фундаментов) опоры	Правила устройства электроустановок Таблица 2.5.40	5,0	5,0
6	Надземные ЛЭП 0,4 кВ наименьшее допустимое расстояние по горизонтали от подземных частей опор или заземляющих устройств опор	Правила устройства электроустановок Таблица 2.4.4, п.2.4.61	1,0	1,0
7	Подземного силового кабеля 0,6 кВ	Правила устройства электроустановок п.2.3.88	1,0	1,5

8	Подземный кабель связи	СП 62.13330.2011* Таблица В.1*	1,0	1,0
9	Подземный водопровод и напорная канализация	СП 62.13330.2011* Таблица В.1*	1,5	1,5
10	Ось ствола дерева кроме случаев бестраншейной прокладки газопроводов	СП 62.13330.2011* Таблица В.1*	1,5	1,5
1. В стесненных условия допускается сокращение указанных расстояний согласно п.5.1.1 СП 62.133330.2011* (на 25% в особых условиях), за исключением кабельных линии согласно ПУЭ п. 2.3.88 2. Расстояние до кустарников не нормируется в соответствии с п 9.6 СП 42.13330.2016				

Таблица 6.8.2 Сведения о принятых расстояний от подземного газопровода низкого давления до существующих зданий, строений и сооружений, находящихся вблизи проектируемого объекта

№, п/п	Существующие здания, сооружения, сети инженерно-технического обеспечения вблизи проектируемого объекта	Нормативный документ, на основании которого определено минимально допустимое расстояние	Нормативное расстояние (по горизонтали в свету), м	Фактическое расстояние, м
1	Фундаменты зданий и сооружений, а также опор мостовых сооружений до газопроводов	СП 62.13330.2011* Таблица В.1*	2,0	2,0
2	Фундаменты ограждений, отдельно стоящих опор	СП 62.13330.2011* Таблица В.1*	1,0	1,0
3	Автомобильные дороги от бортового камня улицы, дороги (кромки проезжей части, укрепленной полосы обочины)	СП 62.13330.2011* Таблица В.1*	1,5	1,5
4	Автомобильные дороги от наружной бровки кювета или подошвы насыпи дорог	СП 62.13330.2011* Таблица В.1*	1,0	1,0
5	Надземные ЛЭП 10 кВ при пересечении, сближении и параллельном следовании от заземлителя или подземной части (фундаментов) опоры	Правила устройства электроустановок Таблица 2.5.40	5,0	5,0
6	Надземные ЛЭП 0,4 кВ наименьшее допустимое расстояние по	Правила устройства электроустановок Таблица 2.4.4, п.2.4.61	1,0	1,0

	горизонтали от подземных частей опор или заземляющих устройств опор			
7	Подземный кабель связи	СП 62.13330.2011* Таблица В.1*	1,0	1,0
8	Подземный водопровод и канализация	СП 62.13330.2011* Таблица В.1*	1,0	1,0
9	Ось ствола дерева кроме случаев бестраншейной прокладки газопроводов	СП 62.13330.2011* Таблица В.1*	1,5	1,5
1. В стесненных условия допускается сокращение указанных расстояний согласно п.5.1.1 СП 62.133330.2011* (на 25% в особых условиях), за исключением кабельных линии согласно ПУЭ п. 2.3.88 2. Расстояние до кустарников не нормируется в соответствии с п 9.6 СП 42.13330.2016				

Таблица 6.8.3 Сведения о принятых расстояний от ГРПШ (Рвх.=0,405МПа) до существующих зданий, строений и сооружений, находящихся вблизи проектируемого объекта

№, п/п	Существующие здания, сооружения, сети инженерно-технического обеспечения вблизи проектируемого объекта	Нормативный документ, на основании которого определено минимально допустимое расстояние	Нормативное расстояние (по горизонтали в свету), м	Фактическое расстояние, м
1	Автомобильные дороги	СП 62.13330.2011* Таблица 5*	5	18,5
2	Надземные ЛЭП 10 кВ Высотой 9,6 м	СП 62.13330.2011* Таблица 5*	Не менее 1,5 высоты опоры	19,6
3	Для фундаментов зданий и сооружений	СП 62.13330.2011* Таблица 5*	10	78,5

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

Лица, имеющие намерение производить работы в охранной зоне газораспределительной сети, обязаны не менее чем за 3 рабочих дня до начала работ пригласить представителя эксплуатационной организации газораспределительной сети на место производства работ. Эксплуатационная организация обязана обеспечить своевременную явку своего представителя к месту производства работ для указания трассы газопровода и осуществления контроля за соблюдением мер по обеспечению сохранности газораспределительной сети.

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. До прибытия аварийной бригады руководитель работ обязан принять меры, предупреждающие доступ к месту повреждения сети или утечки газа посторонних лиц, транспортных средств, а также меры, исключающие появление источников открытого огня.

При обнаружении в процессе строительства, реконструкции газопровода несоответствия фактического расположения сетей инженерно-технического обеспечения расположению, принятому в проектной документации по данным инженерных изысканий, а также несоответствия фактических геолого-гидрологических данных на объекте строительства (реконструкции), строительные работы приостанавливают до внесения изменений в проектную документацию. Повторную экспертизу проектной документации проводят в соответствии с нормативными документами (ГрК РФ).

6.9 Описание и обоснование технических решений, обеспечивающих необходимую прочность, устойчивость, пространственную неизменяемость зданий и сооружений объекта капитального строительства в целом, а также их отдельных конструктивных элементов, узлов, деталей в процессе изготовления, перевозки, строительства и эксплуатации объекта капитального строительства

Принятые при проектировании конструкций сооружений технические решения, направленные на обеспечение прочности, устойчивости и пространственной неизменяемости сооружений, обоснованы следующими факторами:

- в соответствии с ГОСТ 27751-2014 и ФЗ от 30.12 №384-ФЗ – класс сооружений КС-2, уровень ответственности сооружений нормальный. Расчеты проведены с учетом уровня ответственности проектируемого сооружения. Расчетные значения усилий определены с учетом коэффициента надежности по ответственности (статья 16 №384-ФЗ) – 1,0 для сооружений нормального уровня ответственности.

Несущая способность фундаментов определена с учетом коэффициента надежности по назначению согласно СП 22.13330 (СНиП 2.02.01-83 п.5.7.2) – 1,15 в отношении сооружений нормального уровня ответственности;

- инженерно-геологическими условиями площадки;
- условиями эксплуатации;
- максимальным применением изделий и конструкций полной заводской готовности;
- технологичностью изготовления, удобством монтажа;
- соблюдением рекомендаций и требований действующей строительной нормативной базы;
- унификацией на строительной площадке.

Прочность, устойчивость и пространственная неизменяемость сооружений должны обеспечиваться при возведении, эксплуатации, а также при монтаже элементов конструкций. Прочность и устойчивость сборных железобетонных и металлических конструкций должны обеспечиваться также при их перевозке.

При возведении сооружений все работы связанные с прочностью и непроницаемостью подлежат обязательному оформлению актами освидетельствования скрытых работ.

Устойчивость отдельных конструкций зданий и сооружений обеспечивается расчетными значениями гибкостей растянутых и сжатых элементов, которые не превышают нормативных значений. Жесткость отдельных конструкций зданий и сооружений обеспечивается расчетными значениями прогибов, которые не превышают нормативных значений по второй группе предельных состояний. Прочность отдельных конструкций зданий и сооружений обеспечиваются расчетными значениями усилий в их сечениях, которые не превышают предельных значений по первой группе предельных состояний.

Устойчивость грунта основания в фундаментах зданий, сооружений обеспечивается их необходимым заглублением и подбором требуемого размера подошвы фундамента.

Прочность блок-бокса обеспечивается заводским исполнением конструкции с установкой на собственных стальных рамах. Жесткость блок-бокса обеспечивается рамами, распорками, узлами стыковки и крепления. Устойчивость положения блока обеспечивается креплением опорных точек рам блока к фундаментам.

Геометрическая неизменяемость конструкций опор под шкафную, свечи обеспечивается жесткой заделкой стоек в бетон фундаментов.

Выбор конструкции фундаментов зданий и сооружений на площадках произведен исходя из условий строительной площадки, характеризуемых материалами инженерных изысканий, на основе результатов технико-экономического сравнения возможных вариантов решений фундаментов.

Основания зданий и сооружений запроектированы в соответствии с требованиями СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений». При проектировании оснований и фундаментов будут предусмотрены решения, обеспечивающие надежность, долговечность и экономичность на всех стадиях строительства и эксплуатации здания.

Основания рассчитаны по двум группам предельных состояний в соответствии с требованиями СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений» обеспечивают нормальную эксплуатацию зданий и сооружений.

Стойки опор под блок-бокс ГРПШ, свечи, молниеотвод устанавливаются в сверленые котлованы с последующей заделкой бетоном класса В15 (В10), F100, W4.

Краевые давления под подошвой фундамента не превышает расчетного сопротивления грунта основания:

- 1,2*R=1.2*17430=20916 кПа > 28,8 кПа – для фундамента под опору блок-бокса ГРПШ;

- 1,2*R=1.2*17430=20916 кПа > 9,50 кПа – для фундамента молниеприемника Н=7 м.

7 Мероприятия по безопасной эксплуатации распределительных газопроводов

Безопасность эксплуатации сетей газораспределения обеспечивается посредством соблюдения нормативных документов, а также применением следующих технических решений в проектной документации:

- транспортирование одорированного газа;

- секционирование протяженных газопроводов путем установки ЗА;

- установление охранных зон сетей газораспределения;

- соблюдение минимальных расстояний;

- автоматическое прекращение подачи газа при резком неконтролируемом повышении расхода газа, связанного с возникновением нештатных ситуаций;

- установка футляров;

- установка контрольных трубок для выявления утечек газа;

- установка технических устройств в ПРГ, обеспечивающих защиту от повышенного и пониженного давлений в сетях газораспределения;

- маркировка и привязка сетей газораспределения в соответствии с требованиями технических регламентов.

В процессе эксплуатации сети газораспределения выполняют следующие регламентные работы по мониторингу технического состояния газопроводов:

- проверку состояния охранных зон газопроводов;
- технический осмотр (осмотр технического состояния) газопроводов;
- техническое обследование подземных газопроводов;
- оценку технического состояния газопроводов;
- техническое диагностирование газопроводов.

Проверку состояния охранных зон газопроводов выполняют путем визуального осмотра относящихся к ним земельных участков с целью выявления:

- утечек газа из газопроводов по внешним признакам: пожелтению растительности на трассе, появлению пузырей на поверхности воды, запаху одоранта, шипению газа, появлению бурых пятен на снегу и др.;
- нарушения установленных нормативными документами ограничений использования земельного участка в зоне прокладки газопровода;
- нарушения условий выполнения сторонними организациями или физическими лицами земляных и строительных работ, установленных выданными ГРО или эксплуатационной организацией разрешениями на производство работ, или несанкционированного выполнения этих работ;
- нарушения состояния грунта на трассе подземного газопровода вследствие его просадки, обрушения, эрозии, пучения, размыва паводковыми или дождевыми водами.

При выявлении несанкционированного производства сторонними организациями или физическими лицами земляных и строительных работ в охранной зоне подземного или наземного газопровода принимают оперативные меры:

- по прекращению работ до получения разрешения на их проведение от ГРО или эксплуатационной организации сети газораспределения;
- привлечению к ответственности лиц, виновных в нарушении ограничений, в соответствии с нормативными документами;
- проверке герметичности и состояния защитного покрытия газопровода в месте производства работ.

Лицо, выдавшее задание на проверку состояния охранных зон газопроводов, должно довести до работника информацию о выданных разрешениях (действующих) на производство работ в охранной зоне газопровода, характере работ, условиях их безопасного выполнения и продолжительности.

Периодичность проведения проверок состояния охранных зон газопроводов устанавливает ГРО или эксплуатационная организация самостоятельно с учетом плотности застройки территории, условий эксплуатации и прокладки газопроводов, но не реже сроков проведения технического осмотра газопроводов.

Проверку охранных зон газопроводов проводят ежедневно:

- при выполнении на них работ (в том числе строительных или земляных);

- в период паводка в местах переходов через водные преграды и овраги.

При техническом осмотре подземных газопроводов выполняют работы, предусмотренные при проверке состояния охранных зон, а также следующие работы:

- выявление утечек газа приборным методом и по внешним признакам;

- проверку внешним осмотром состояния сооружений и технических устройств надземной установки (защитных футляров газовых вводов, трубопроводной арматуры, коверов, контрольных трубок и др.), отдельно стоящих опознавательных знаков и настенных знаков привязок газопровода;

- очистку крышек коверов от снега, льда и загрязнений;

- выявление деформаций грунта вдоль трассы газопровода.

При техническом осмотре надземных газопроводов выполняют внешним осмотром следующие работы:

- выявление утечек газа;

- проверку состояния газопроводов (на предмет наличия их перемещений от оси газопровода,

вибраций и деформаций, мест повреждения защитного покрытия), их опор и креплений;

- проверку состояния устройств выхода газопровода из земли, футляров и защитного покрытия газопровода в местах его входа и выхода из земли;

- проверку состояния трубопроводной арматуры, электроизолирующих соединений, средств защиты от падения электрических проводов, габаритных знаков в местах проезда автотранспорта;

- проверку строительных конструкций надземных переходов;

Утечки газа при техническом осмотре подземных газопроводов выявляют:

а) по внешним признакам: пожелтению растительности на трассе, появлению пузырей на поверхности воды, запаху одоранта, появлению бурых пятен на снегу и др.;

б) с помощью приборов путем проверки:

- герметичности разъемных соединений технических устройств (при их надземной установке);

- наличия газа в контрольных трубках защитных футляров подземных газопроводов;

При необходимости определения состава газа проводят лабораторный анализ пробы газа (или оперативный - с использованием переносных хроматографов), отобранной из загазованного помещения или сооружения.

Технический осмотр газопроводов проводят в сроки, обеспечивающие безопасность их эксплуатации, но не реже приведенных в таблице 1 "ГОСТ 34741-2021. Межгосударственный стандарт. Системы газораспределительные. Требования к эксплуатации сетей газораспределения природного газа".

При техническом обследовании подземных газопроводов выполняют следующие работы:

- проверку глубины залегания газопроводов на соответствие проектной (исполнительной) документации в характерных точках (места с изменением условий прокладки газопровода и/или напряженно-деформированного состояния);

- выявление мест повреждений защитных покрытий стальных подземных газопроводов;

- выявление утечек газа из газопроводов;

- проверку целостности провода-спутника и т.п. (для полиэтиленовых газопроводов).

Для обнаружения утечек газа без вскрытия грунта и дорожных покрытий применяют приборы с чувствительностью не менее 0,001% по объему газа.

На участках трасс подземных газопроводов, где использование приборов для выявления мест повреждений защитного покрытия без вскрытия грунта технически затруднено, проводят обследование газопроводов в шурфах (не менее одного на каждые 500 м распределительного газопровода и 200 м газопровода-ввода) длиной не менее 1,5 м.

Первое плановое техническое обследование полиэтиленовых и стальных подземных газопроводов проводят через 15 лет после ввода их в эксплуатацию.

Последующие плановые технические обследования полиэтиленовых газопроводов проводят не реже 1 раза в 10 лет, стальных подземных газопроводов - не реже 1 раза в 5 лет.

Техническое обследование участков стальных подземных газопроводов, не обеспеченных минимальным защитным потенциалом, при их эксплуатации в зонах опасного действия источников блуждающих токов или в грунтах с высокой коррозионной агрессивностью, включая биокоррозионную агрессивность, проводят не реже 1 раза в год.

Внеплановое техническое обследование отдельных участков стальных подземных газопроводов проводят при обнаружении сквозных коррозионных повреждений.

Результаты технического обследования подземных газопроводов оформляют актами по форме, приведенной в приложении Р ГОСТ 34741-2021.

После устранения повреждения защитного покрытия стального подземного газопровода проводят повторный контроль защитного покрытия отремонтированного участка газопровода приборным методом (не ранее чем через 14 дней после засыпки газопровода грунтом). Сведения о результатах повторной проверки защитного покрытия газопровода заносят в первоначально выданный акт технического обследования.

Оценку технического состояния газопроводов проводят в соответствии с методикой, утвержденной в установленном порядке.

Периодичность проведения оценки технического состояния газопроводов устанавливает ГРО или эксплуатационная организация самостоятельно, но не реже 1 раза в 5 лет - для стальных подземных газопроводов, не реже 1 раза в 10 лет - для полиэтиленовых и стальных надземных газопроводов. Первую плановую оценку технического состояния стальных подземных газопроводов проводят через 30 лет, полиэтиленовых и стальных надземных газопроводов - через 40 лет после ввода их в эксплуатацию.

Результаты проведения оценки технического состояния газопроводов оформляют документацией по формам, установленным методикой проведения работ, и используют для определения приоритетов при назначении газопроводов на капитальный ремонт (реконструкцию), или могут использовать для определения технической (экономической) целесообразности проведения технического диагностирования газопроводов.

Техническое диагностирование надземных газопроводов проводят в соответствии с методикой, утвержденной в установленном порядке.

Результаты проверки состояния охранных зон оформляют записями в эксплуатационных журналах газопроводов по форме, приведенной в приложении С ГОСТ 34741-2021. Результаты технического осмотра газопроводов оформляют записями в эксплуатационных журналах газопроводов по форме, приведенной в приложении И ГОСТ 34741-2021.

Результаты технического обследования, оценки технического состояния и технического диагностирования газопроводов оформляют записями в эксплуатационном паспорте газопровода по форме, приведенной в приложении Г ГОСТ 34741-2021.

При выявлении в процессе мониторинга технического состояния газопроводов утечек газа, дефектов, неисправностей и других нарушений условий безопасной эксплуатации газопроводов принимают меры по их устранению.

Утечки газа на газопроводе устраняют в аварийном порядке.

При техническом обслуживании газопроводов не реже 1 раза в год проводят совместно техническое обслуживание трубопроводной арматуры, а также следующие работы, направленные на устранение нарушений, выявленных при проведении технического осмотра и проверки состояния охранных зон газопроводов:

- устранение перекосов и оседаний коверов;

-наращивание или обрезка контрольных трубок на подземных газопроводах;

- восстановление локальных (единичных) мест повреждения лакокрасочного покрытия надземных стальных газопроводов;

- восстановление и замена опознавательных знаков и настенных указателей привязок подземных газопроводов, а также знаков ограничения высоты надземных газопроводов в местах проезда автотранспорта;

- восстановление засыпки грунтом подземных газопроводов.

- очистку охранных зон газопроводов от посторонних предметов и древесно-кустарниковой растительности;

- проверку интенсивности запаха газа (одоризации);

- контроль давления газа в конечных точках сети газораспределения.

Техническое обслуживание трубопроводной арматуры газопроводов проводят в срок в соответствии с 6.3.1 ГОСТ 34741-2021. (если другие сроки не установлены документацией предприятий-изготовителей). В состав выполняемых работ входят следующие работы:

- внешний осмотр;

- очистка от загрязнений и ржавчины;

- смазка подвижных элементов (при необходимости);

- проверка герметичности разъемных соединений приборным методом или пенообразующим раствором и устранение утечек газа (при их выявлении);

- проверка работоспособности затвора частичным перемещением запирающего элемента;

- проверка состояния и замена (при необходимости) поврежденных крепежных элементов фланцевых соединений;

- проверка работоспособности привода и устранение неисправностей (при необходимости) в соответствии с документацией предприятия-изготовителя;

- проверка состояния окраски и (при необходимости) ее восстановление;

- иные работы в соответствии с документацией предприятия-изготовителя.

Устранение утечек газа из разъемных соединений трубопроводной арматуры надземных и подземных газопроводов допускается проводить следующими способами:

- подтягиванием болтов и гаек фланцевых и резьбовых соединений при давлении газа в газопроводе не более 0,3 МПа;

- подтягиванием или заменой сальниковой набивки при рабочем давлении газа в газопроводе не более 0,1 МПа;

- заменой прокладок фланцевых соединений, а также поврежденных крепежных элементов при давлении газа в газопроводе от 0,0004 до 0,002 МПа включительно;

- другими способами, обеспечивающими безопасное проведение работ без снижения давления газа в газопроводе.

При выявлении неисправностей трубопроводной арматуры (или ее частей), требующих устранения в условиях ремонтно-механических мастерских, проводят ее (их) замену.

Результаты работ, выполненных при техническом обслуживании, оформляют записями в эксплуатационном журнале газопровода по форме, приведенной в приложении И ГОСТ 34741-2021.

Выполнение работ и оформление результатов контроля интенсивности запаха газа и контроля давления газа в сетях газораспределения проводят в соответствии с 6.6 и 6.7 ГОСТ 34741-2021.

При эксплуатации технологических устройств эксплуатирующая организация должна обеспечить мониторинг и устранение утечек природного газа, проверку срабатывания предохранительных и сбросных клапанов, техническое обслуживание, текущие ремонты и наладку.

Проверка срабатывания предохранительных и сбросных клапанов, техническое обслуживание, текущий ремонт и наладка технологических устройств должны проводиться в соответствии с инструкциями изготовителей.

Предохранительные запорные клапаны и предохранительные сбросные клапаны должны обеспечивать автоматическое и ручное прекращение подачи или сброс природного газа в атмосферу при изменении давления газа до значений, выходящих за пределы,

установленные в проектной документации на предохранительные запорные клапаны и предохранительные сбросные клапаны.

Неисправности регуляторов давления газа, приводящие к изменению давления газа до значений, выходящих за пределы, установленные в проектной документации на регуляторы давления газа, а также к утечкам природного газа, должны быть устранены незамедлительно при их выявлении.

При прекращении подачи природного газа регуляторы давления должны включаться в работу только после выявления причины срабатывания предохранительного запорного клапана и принятия мер по устранению неисправности.

Продолжительность эксплуатации газопроводов, технических и технологических устройств устанавливается при проектировании исходя из условия обеспечения безопасности объектов технического регулирования при прогнозируемых изменениях их характеристик и гарантий изготовителя технических и технологических устройств.

Для установления возможности эксплуатации газопроводов, зданий и сооружений и технологических устройств сетей газораспределения и газопотребления после сроков, указанных в проектной документации, должно проводиться их техническое диагностирование.

Предельные сроки дальнейшей эксплуатации объектов технического регулирования настоящего технического регламента должны устанавливаться по результатам технического диагностирования.

При эксплуатации сетей газораспределения и газопотребления исключается возможность их несанкционированного изменения.

В целях обеспечения антитеррористической защищенности крановых узлов проектом предусмотрено сетчатое ограждение высотой не менее 2,0 м с антиподкопным заглублением не менее 0,5 м и верхнего дополнительного ограждения в виде спирального барьера безопасности из армированной ключевой ленты высотой не менее 0,6 м.

Ограждения предусмотрены с средствами предупреждения (запрещающие и предупреждающие плакаты, указатели и т. п.).

Согласно п.6.38 СП 165.1325800.2014 объектовая система оповещения не требуется для объектов III класса опасности.

Оповещения населения об опасностях, возникающих при ведении военных действий или вследствие этих действий, а также при чрезвычайных ситуациях обеспечивается существующими средствами оповещения на муниципальном, региональном уровне.

Молниезащита и заземление

Данный проект выполнен в соответствии со строительными и технологическими разделами проекта.

Молниезащита площадки ГРПШ выполнена в соответствии с инструкциями СО 153-34.21.122-2003, РД 34.21.122-87.

Молниезащите подлежат такие объекты ГРПШ:

- 1 сбросная свеча;

- 2 продувочных свечи.

Защита от прямых ударов молнии продувочных и сбросных свечей (а также пространства над ними H = 2,5 м, R = 5 м) осуществляется отдельно стоящим молниеотводом высотой 20 м.

Вокруг площадки, занимаемой ГРПШ на глубине 0,7 м и на расстоянии не менее 0,7 м от края фундамента предусмотрен замкнутый комбинированный заземлитель, выполненный сталью круглого сечения диаметром 10 мм по ГОСТ 2590-2006 покрытое цинком методом горячего цинкования по ГОСТ 9.307-2021.

В качестве заземлителя применить сталь круглого сечения диаметром 16 мм по ГОСТ 2590-2006 покрытое цинком методом горячего цинкования по ГОСТ 9.307-2021, длиной 3 м и магистральный заземлитель из стали круглого сечения диаметром 10 мм по ГОСТ 2590-2006 покрытое цинком методом горячего цинкования по ГОСТ 9.307-2021.

Освещение площадки ГРПШ не предусмотрено.

8 Перечень мероприятий по энергосбережению

В целях обеспечения рационального и эффективного использования природного газа в проектной документации предусматривается:

- установка арматуры с герметичными затворами класса «А», с высококачественными уплотнительными материалами;

- максимальное использование длинномерных полиэтиленовых труб.

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

На основании раздела 5 «Проект организации строительства», 2500295-ЕП-ПОС.1 анализ перечня строительно-монтажной техники, имеющейся в наличии у подрядных организаций Республики Крым, а также исходя из объема работ, определён следующий

перечень техники и механизмов, используемых при строительстве и представлен в таблице 9.1.

Таблица 9.1

Наименование	Марка и тип машины	Краткая характеристика	Кол-во, ед.
Экскаватор-погрузчик	JCB 5CX ECO	Nдв. = 88,0 кВт $V_{ковша}$=0,25м^3	2
Кран автомобильный	КС-3575А	г/п 10 т	1
Экскаватор	JCB JS200W	Nдв. = 129,0 кВт Vковша=0,5м	1
Трубоукладчик	ТГ-62	г/п 6,3 т	3
Сварочный аппарат для сварки полиэтиленовых труб с закладными нагревателями	ATS500	0,8кВт	2
Вибротрамбовка	TR-14C	75кг, глуб.упл. до 0,6м	4
Компрессорная станция	ПКСД-5,25ДМ	Рабочее давл. до 0,7Мпа, Nдв. = 41 кВт	1
Оборудование для сварки полиэтиленовых труб диаметром 40-200	SUDA 200 (SUD40-200H)	N = 2,31 кВт	2
Оборудование для сварки полиэтиленовых труб диаметром 180-500	SUDA 500 (SUD180-500H)	N = 9,5 кВт	1
Оборудование для сварки полиэтиленовых труб диаметром 500-1000	SUDA 1000 (SUD500-1000H)	N = 23,5 кВт	1
Дизельные генераторы (с возможностью перемещения)	ТСС АД	10кВт - 1 шт, 15кВт - 1 шт, 20кВТ – 1 шт.	3
Установка горизонтального бурения	DDW55/27	Тяговое усилие – 55т	1
Установка ГНБ (погружного типа)	УГНБ3 М4	Тяговое усилие – 12,5/20,0 т	1
Дорожный каток (вибрационный двухвальцовый)	RV-3,5-DD	Вес 3,5 т	1
Грейдер	Laser grader LG 106-P-ce	-	1
Молоток отбойный пневматический	МОП-3 Раб.давл.0,3-0,5Мпа; энерг.удара 44Дж	-	2
Погружной дренажный насос	ГНОМ 10-10	10 м3/ч	2
Пункт мойки колес для стройплощадок серии «Мойдодыр-К»	"Мойдодыр-К-1"(МП)	до 4 машин/час	1

Подрядчик вправе по согласованию с Заказчиком производить замену техники (машин, механизмов), предусмотренной проектной документацией, на иную при условии, что данная замена обеспечивает плановые сроки и нормативные показатели качества работ и не приводит к удорожанию работ. При этом внесение изменений в сметные нормы (единичные расценки) (их корректировка) не производится. Количество и номенклатура строительной техники уточняются при разработке Проекта производства работ (ППР).

Потребность в основных автотранспортных средствах подсчитана исходя из объемов автоперевозок и характера строительных грузов и приведена в таблице 9.2.

Таблица 9.2

Наименование	Характеристика	Тип, марка,	Кол–во
Автосамосвал	г/п 10 т, 132 кВт	МАЗ-5551	4
Автобетоносмеситель	до 10 м3	Камаз 58140V	1
Бортовой автомобиль с манипулятором	г/п 15,2 т, 220 кВт	Манипулятор HYVA HB170 на шасси КАМАЗ 65116	1
Автомобиль-цистерна	6000 л, 115 кВт	ПМ-130	1
Автомобиль	66 кВт	УАЗ–31512	1
Автобус	124 кВт 30 мест посадочных	ПАЗ 320455-04 Вектор NEXT	1

Количество и номенклатура транспортных средств уточняются при разработке Проекта производства работ (ППР).

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

Локализация и ликвидация аварийных ситуаций на данном объекте осуществляется выездными бригадами существующего диспетчерского пункта с круглосуточной работой, включая выходные и праздничные дни.

Для локализации последствий аварии предусмотрены отключающие устройства.

При извещении о взрыве, пожаре, загазованности помещений аварийная бригада должна выехать в течение 5 минут.

Аварийная бригада должна выезжать на специальной машине, оборудованной радиостанцией, сиреной, проблесковым маячком и укомплектованной инструментом, материалами, приборами контроля, оснасткой и приспособлениями для своевременной локализации аварийных ситуаций.

При выезде по заявке для ликвидации аварий на наружных газопроводах бригада АДС должна иметь исполнительно-техническую документацию или планшеты (маршрутные карты).

При механических повреждениях подземных газопроводов со смещением их относительно основного положения, как по горизонтали, так и по вертикали одновременно с проведением работ по устранению утечек газа должны вскрываться и проверяться неразрушающими методами по одному ближайшему стыку в обе стороны от места повреждения.

При обнаружении в них разрывов и трещин, вызванных повреждением газопровода, должен дополнительно вскрываться и проверяться радиографическим (ультразвуковым) методом следующий стык.

Сварные стыки и участки труб полиэтиленовых газопроводов, имеющих дефекты и повреждения, должны вырезаться и заменяться врезкой катушек с применением муфт с закладными нагревателями. Допускается сварка встык при 100%-ном контроле ультразвуковым методом.

Работы по окончательному устранению утечек газа могут передаваться эксплуатационным службам после того, как АДС будут приняты меры по локализации аварии и временному устранению утечки газа.

При определении потребности строительства в рабочих кадрах, учитываются выявленные объёмы и стоимость строительно–монтажных работ, нормативная трудоемкость и продолжительность строительства на основании раздела 5 «Проект организации строительства», 2500295-ЕП-ПОС.1.

Численность работающих определена согласно оптимальному количеству и комплектации рабочим персоналом бригад, задействованных на строительстве объекта.

Численность рабочих определена исходя из нормативной трудоемкости и продолжительности строительства объекта.

Общая численность работающих при строительстве объекта рассчитывается по формуле:

$$Ч=T_р/(8*20,5*Т)$$

Ч= 25 611,5/(8*20,5*7,0)=22 чел.

где Тр – трудоемкость по главам 1-8, чел.-час;

Т – нормативная продолжительность строительства объекта, мес.;

20,5 – среднее количество рабочих дней в месяце;

Результаты расчета среднесписочной численности работающих приведены в таблице 10.1. Процентное количество ИТР, служащих, МОП и охраны принято в соответствии с п. 4.14.1 МДС 12-46.2008 «Методические рекомендации по разработке и оформлению проекта организации строительства, проекта организации работ по сносу (демонтажу), проекта производства работ».

Таблица 10.1 – Численность работающих

Показатели	Ед. изм.	Среднее значение
1. Численность работников, занятых на СМР и в подсобном производстве	чел.	26
2. В т. ч. по категориям		
– рабочих – 84,5%	чел.	22
– ИТР – 11%	чел.	2
– служащие – 3,2%	чел.	1
– МОП и охрана – 1,3%	чел.	1

Таблица 10.2 – Процентное соотношение работающих в наиболее загруженную смену

Категория работающих	Количество человек	% от общего количества категорий
Рабочих	16	70%
ИТР, служащие, МОП и охрана	4	80%
Работающие в наиболее многочисленную смену	20	-

Для выполнения строительных и монтажных работ намечается организовать участки, состоящие из бригад, специализированных по отдельным видам работ, с целесообразным совмещением профессий.

Потребность в рабочей силе покрывается за счет подрядной организации. Предполагаемое постоянное место проживания строительного персонала участвующего в строительстве газопровода – г. Симферополь.

Эксплуатация газового хозяйства, техническое обслуживание, ремонт газопроводов и газового оборудования должны осуществляться в соответствии с требованиями "Правил безопасности сетей газораспределения и газопотребления», ГОСТ 34741-2021, Федеральным законом Российской Федерации №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97г, а также согласно инструкциям заводов-изготовителей и производственных инструкций, обеспечивающих безопасное проведение работ, согласованных с Ростехнадзором России.

11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдений требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта

Организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, должна иметь лицензию Ростехнадзора России на данный вид работ в области промышленной безопасности и соблюдать требования промышленной безопасности в объеме вышеуказанного Федерального закона и «Общих правил промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов», в том числе:

- организовать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований 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 службу;
- принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии.

Производственный объект подлежит регистрации в Государственном реестре в установленном порядке.

12 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими

процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта

Согласно с п.7 Правил охраны газораспределительных сетей, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 20 ноября 2000 года N 878, для проектируемого линейного объекта устанавливаются следующие охранные зоны:

- 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 наружных газопроводов (газопроводы отводы к потребителям) - в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 метров с каждой стороны газопровода;

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

Отсчет расстояний при определении охранных зон газопроводов производится от оси газопровода - для однониточных газопроводов и от осей крайних ниток газопроводов – при прокладке газопроводов в одной траншеи.

В охранной зоне газопровода запрещается возводить сооружения, подсобные постройки, гаражи и т.д.

Обозначение трассы подземного газопровода из полиэтиленовых труб предусмотрено: путем установки опознавательных знаков, укладки сигнальной ленты по всей длине трассы, прокладки вдоль присыпанного (на расстоянии 0,2-0,3 м) газопровода изолированного медного провода сечением 4 мм с выходом концов его на поверхность под ковер. Трассы газопроводов-отводов к потребителям обозначаются: путем установки опознавательных знаков, укладки сигнальной ленты по всей длине трассы.

Вывод провода-спутника над поверхностью земли под защитное устройство предусматривается в специальных контрольных точках, располагаемых на расстояниях не более 4,0 км друг от друга.

Пластмассовая сигнальная лента желтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью "Осторожно! Газ" (ТУ 2245-028-00203536) укладывается на расстоянии 0,2 м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода.

На участках пересечений газопроводов (в том числе межпоселковых) с подземными инженерными коммуникациями лента должна быть уложена вдоль газопровода дважды на расстояние не менее 0,2 м между собой и на 2 м в обе стороны от пересекаемого сооружения в соответствии с проектом.

При прокладке газопровода способом наклонно-направленного бурения укладка сигнальной ленты не предусмотрена. На основании письма ГУП РК «Крымгазсети» от 11.02.2026г. № 17/10-01146/15 «О согласовании проектного решения» при прокладке газопровода методом ГНБ применен медный провод для возможности обнаружения трубы в грунте.

На участках прокладки газопроводов в одной траншеи укладка сигнальной ленты по всей длине трассы предусмотрена над каждой трубой, провод-спутник проложен со стороны газопровода высокого давления. При прокладке газопроводов в одном футляре, лента проложена над футляром из полиэтиленовых труб, с одной стороны предусмотрена прокладка вдоль присыпанного (на расстоянии 0,2-0,3 м) футляра изолированного медного провода сечением 4 мм с выходом концов его на поверхность под ковер.

При отсутствии постоянных ориентирах для нанесения опознавательных знаков необходимо применить железобетонные столбики высотой до 1,5м в пределах прямой видимости. Крепления опознавательных знаков заглубить не менее 1,0м в грунт.

Сварные соединения газопровода подлежат визуальному (в размере 100 % контроля стыков) и измерительному контролю в целях выявления наружных дефектов всех видов, а также отклонений по геометрическим размерам и взаимному расположению элементов.

Сварные соединения полиэтиленовых труб, выполненные при помощи деталей с закладными нагревателями, подлежат только визуальному контролю согласно п.8.16, п.8.17 СП 42-103-2003.

Для надземного стального газопровода высокого давления 2 категории предусмотрен контроль стыков радиографическим методом в объеме 5%, но не менее одного стыка; для подземного стального газопровода высокого давления 2 категории – в объеме 100%.

Согласно п.4 табл.14 СП 62.13330.2011* надземные газопроводы высокого давления 2 категории подлежат 5% контролю физическими методами.

Согласно п.1 табл.14 СП 62.13330.2011* надземные газопроводы низкого давления контролю физическими методами не подлежат.

Для надземного газопровода низкого давления предусмотрен визуальный контроль стыков.

Законченные строительством или реконструкцией наружные газопроводы следует испытывать на герметичность и прочность или проводить комплексное испытание воздухом.

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

Законченные строительством наружные газопроводы следует испытать на герметичность воздухом. Испытания газопроводов производят при температуре наружного воздуха не ниже минус 15ºС.

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

Если арматура, оборудование и приборы не рассчитаны на испытательное давление, то вместо них на период испытаний следует устанавливать катушки и заглушки.

Испытания газопроводов должна производить строительно-монтажная организация в присутствии представителя эксплуатационной организации.

Испытание подземного газопровода следует производить после их монтажа в траншее и присыпке выше верхней образующей трубы не менее чем на 0,2м или после полной засыпки траншеи. До начала испытаний газопровод следует выдержать под испытательным давлением в течение времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта. Результаты испытаний следует оформлять в строительном паспорте. Испытания газопроводов проводят путем подачи в газопровод сжатого воздуха и создание в газопроводе испытательного давления.

При переходе подземного участка полиэтиленового газопровода на стальной газопровод испытания этих газопроводов проводят раздельно:

- участок подземного полиэтиленового газопровода, включая неразъемное соединение, испытывают по нормам испытания полиэтиленовых газопроводов;

- участок стального газопровода испытывают по нормам испытания стальных газопроводов.

Подземный газопровод из полиэтиленовых труб давлением до 0,6МПа по нормам СП 62.13330.2011* таблицы 16 испытывается давлением 0,75МПа в течение 24 часов.

Надземный газопровод из стальных труб давлением до 0,6МПа по нормам СП 62.13330.2011* таблицы 16 испытывается давлением 0,75МПа в течение 1 часа.

Подземный газопровод из полиэтиленовых труб давлением до 0,005МПа по нормам СП 62.13330.2011* таблицы 16 испытывается давлением 0,3МПа в течение 24 часов.

Надземный газопровод из стальных труб давлением до 0,005МПа по нормам СП 62.13330.2011* таблицы 16 испытывается давлением 0,3МПа в течение 1 часа.

Подземный газопровод из стальных труб давлением до 0,6МПа по нормам СП 62.13330.2011* таблицы 15 испытывается давлением 0,75МПа в течение 24 часов.

Рекомендуется при проведении испытаний на герметичность не ограничивать максимально допустимую длину газопровода, диаметр которого не превышает значений, указанных в таблице 27 СП 42-101-2003.

При использовании манометров класса точности 0,4 рекомендуется принимать максимальную длину испытуемого участка для подземного газопроводов высокого давления в поселениях по таблице 32, а для межпоселковых - по таблице 33 СП 42-101-2003.

Максимальную длину надземных газопроводов высокого давления в поселениях для проведения испытаний рекомендуется принимать по таблице 36 СП 42-101-2003.

Максимальную длину надземных газопроводов низкого давления в поселениях для проведения испытаний рекомендуется принимать по таблице 29 СП 42-101-2003. Согласно табл.27 СП 42-101-2003 для газопровода низкого давления при испытательном давлении равным 0,3 МПа при проведении испытаний на герметичность не ограничивается максимально допустимая длина газопровода.

Испытания подземных газопроводов, прокладываемых в футлярах на участках переходов через искусственные и естественные преграды, проводят в три стадии:

1) после сварки перехода до укладки на место;

2) после укладки и полной засыпки перехода;

3) вместе с основным газопроводом.

При способе производства работ горизонтально-направленное бурение сваренный газопровод перед протаскиванием должен быть испытан на герметичность согласно требованиям проекта. После протаскивания газопровод должен быть повторно испытан на герметичность.

Испытания проектируемого газопровода должны выполняться в соответствии с проектом производства работ, разработанного подрядной строительной организацией. Результаты испытаний следует оформлять в строительном паспорте.

Рекомендуется использовать манометры класса точности 0,15 и 0,4.

Результаты испытания на герметичность считают положительными, если в течение испытания давление в газопроводе не меняется, то есть не фиксируется видимое падение давления манометром класса точности 0,4, а по манометрам класса точности 0,15 и 0,4, а

также жидкостным манометром падение давления фиксируется в пределах одного деления шкалы.

По завершении испытаний газопровода давление снижают до атмосферного, устанавливают арматуру и выдерживают газопровод в течение 10 мин под рабочим давлением. Герметичность разъемных соединений проверяют мыльной эмульсией.

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

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

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

При способе производства работ горизонтально-наклонное бурение сваренный газопровод перед протаскиванием должен быть испытан на герметичность согласно требованиям проекта. После протаскивания газопровод должен быть повторно испытан на герметичность.

Соединение стальных труб и деталей следует выполнять электросваркой. Сварочные материалы, применяемые для сварки стальных газопроводов, должны соответствовать требованиям ГОСТ (ТУ). В соответствии с требованиями СП 42-102-2004 и с учетом расчетного значения сейсмичности района строительства (9 баллов) необходимо предусмотреть: для дуговой сварки труб применить следующие типы электродов по ГОСТ 9467, ГОСТ 9466:

1) Э42-Ц, Э46-Ц диаметром 2,0; 3,0; 3,25; 4,0 мм с целлюлозным покрытием - для сварки корневого слоя шва труб I-III групп;

2) Э42А, Э42Б, Э46А, Э50Б диаметром 2,5; 3,0; 3,25 мм с основным покрытием - для сварки корневого слоя шва труб I и III групп;

3) Э42А, Э42Б, Э46А, Э46Б, Э50А, Э50Б диаметром 3,25 и 4,0 мм с основным покрытием - для сварки заполняющих и облицовочного слоев шва труб I и III групп;

4) Э42-Р, Э46-Р с рутиловым покрытием - для сварки всех слоев шва труб I и II групп (постоянным током);

5) Э42-Р с рутиловым покрытием - для сварки всех слоев шва труб I и II групп (переменным током).

На основании п.4.12 СП 62.13330.2011* ударная вязкость металла стальных труб и соединительных деталей толщиной стенки 5 мм и более принята не ниже 30 Дж/см для газопроводов.

При этом ударная вязкость основного металла труб и соединительных деталей должна определяться при минимальной температуре эксплуатации.

Проект выполнен с соблюдением всех требований нормативных документов, обеспечивающих промышленную безопасность, в том числе требований Федерального закона от 21.07.1997г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», что является гарантией безопасности эксплуатации производственного объекта, предупреждения аварии, случаев травматизма, обеспечения локализации последствий аварии.

Собственники инженерных коммуникаций, проложенных в охранных зонах газораспределительных сетей, или уполномоченные ими лица обязаны обеспечить обозначение этих коммуникаций на местности опознавательными и предупреждающими знаками.

На земельные участки, входящие в охранные зоны газораспределительных сетей, в целях предупреждения их повреждения или нарушения условий их нормальной эксплуатации налагаются ограничения (обременения), которыми запрещается лицам, указанным в пункте 2 «Правил охраны газораспределительных сетей»:

а) строить объекты жилищно-гражданского и производственного назначения;

б) сносить и реконструировать мосты, коллекторы, автомобильные и железные дороги с расположенными на них газораспределительными сетями без предварительного выноса этих газопроводов по согласованию с эксплуатационными организациями;

в) разрушать берегоукрепительные сооружения, водопропускные устройства, земляные и иные сооружения, предохраняющие газораспределительные сети от разрушений;

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

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

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

ж) разводить огонь и размещать источники огня;

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

и) открывать калитки и двери газорегуляторных пунктов, станций катодной и дренажной защиты, люки подземных колодцев, включать или отключать электроснабжение средств связи, освещения и систем телемеханики;

к) самовольно подключаться к газораспределительным сетям.

13Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

13.1 Эксплуатация, техническое обслуживание, ремонт газопровода, технических и технологических устройств

Эксплуатация и технический надзор за газовым оборудованием осуществляется в соответствии с "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления", «Правилами технической эксплуатации и требованиями безопасности труда в газовом хозяйстве Российской Федерации».

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 допускать эксплуатацию систем газоснабжения, а также выполнения всякого рода ремонтных работ, если дальнейшее производство работ сопряжено с опасностью для жизни работающих.

Рабочие, связанные с обслуживанием и ремонтом газового хозяйства, выполнением газоопасных работ, должны быть обучены действиям в случае аварии, правилам пользования средствами индивидуальной защиты, способами оказания первой помощи, аттестованы и пройти проверку знаний в области промышленной безопасности.

Работающие должны обеспечиваться спецодеждой, спецобувью, индивидуальными средствами защиты, а также предоставляются другие льготы в соответствии с действующими нормами.

В соответствии с требованиями Федерального Закона «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 среды в случае аварии на опасном производственном объекте.

Согласно с "Правилами безопасности сетей газораспределения и газопотребления" 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 производственных объектов газопотребления относятся:

- участие в рассмотрении проектов газоснабжения и в работе комиссий по приемке газифицируемых объектов в эксплуатации;
- 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 правильного 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 ответственным 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 Ростехнадзора России.

Перечень оснащения организации ремонтного хозяйства материально-техническими средствами:

- Приборы:
– Газоанализатор для метана.
- Инструмент:
– ключи гаечные (двухсторонние, торцевые, разводные), ключи трубные № 1, 2, 3;
– молоток слесарный (стальной и омедненный), кувалда из цветного металла;
– напильники, зубило, отвертки, пассатижи, щетки стальные;
– рулетка длиной 10-20 м;
– станок ножовочный с полотнами;
– лопаты, кирки, топор, пила по дереву;
– тиски слесарные, труборез;
– резьбонарезной инструмент;
– крючки для открывания крышек колодцев;
– разгонщик фланцев.
- Инвентарь, спецодежда, средства защиты:
– устройства ограждения;
– переносные светильники (лампы) во взрывозащищенном исполнении;
– фонари карманные светосигнальные;
– прожектор заливающего света (фара-лампа);
– лестница раздвижная 4-6 м;
– бандажи для труб диаметром 50-700 мм;
– резиновые шланги диаметром 8-25 мм;
– домкрат;
– спецодежда противогазы шланговые;
– средства и медикаменты первой доврачебной помощи.
- Материалы:
– запас труб, запорной арматуры, компрессоров разных диаметров;
– фитинги, сгоны, заглушки, болты, гайки, шпильки, пробки металлические с резьбой;
– пробки конические деревянные и резиновые;
– сальниковые и уплотнительные материалы;
– смазка;
– палатка от атмосферных осадков;

– запасные части к бытовым газовым приборам;

– шунтирующие перемычки.

13.2 Мероприятия по охране растительного и животного мира

При проведении строительно-монтажных работ предусматриваются мероприятия по охране растительного и животного мира:

- все работы по строительству газопровода должны проводится строго в полосе отвода;

- исключается движения транспорта вне пределов отведенных земель и автодорог;

- запрещается разведение костров и другие работы с открытым огнем, выжигание растительности;

- запрещается хранение хим. реагентов, горюче-смазочных материалов без специальных мер по защите от заражения и гибели животных;

- для снижения фактора беспокойства (шум, вибрация) объектов животного мира необходимо применение малошумного оборудования.

Полный перечень мероприятий – смотри раздел «ООС».

Проектируемый объект не попадает в границы особо охраняемых природных территорий. По землям лесного фонд трасса газопровода не проходит.

Размещение проектируемого газопровода на исследуемой территории, при соблюдении требований природоохранного законодательства, не приведет к существенному изменению состояния окружающей природной среды.

14 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях

Согласно сведениям из технических отчетов ИГИ и ИГМИ на участке изысканий из опасных геологических процессов, которые представляют угрозу безопасности при строительстве и эксплуатации проектируемого объекта, выделяются:

– сейсмические процессы;

– подтопление;

– закарстованные территории;

– эрозионная опасность;

– набухающие грунты;

– скальные грунты.

Прокладка газопровода в насыпных и элювиальных грунтах проектом не предусматривается.

Сейсмические и карстовые процессы

Проектируемый объект располагается на территории с сейсмичностью 8 баллов. Во избежание опасных процессов проектом предусмотрено:

- установка контрольных трубок предусмотрена в точке врезки, на углах поворота 30º, 45º, 60º, 90º (кроме выполненных упругим изгибом), на тройниках в местах разветвления сети, в местах пересечения с подземными коммуникациями;

- применение электродов по ГОСТ 9467, ГОСТ 9466;

- для полиэтиленовых газопроводов применены: трубы и соединительные детали из ПЭ 100 и ПЭ RC с SDR не более 11 с коэффициентом запаса прочности не менее 3,2 для газопроводов;

- компенсация деформаций за счет углов поворота, переходов земля/воздух;

- предусмотрены подвижные соединения газопроводов с оборудованием. В местах присоединений (врезок) газопроводов и подсоединения к оборудованию предусмотрено устройство компенсационных участков за счет углов поворота;

-ограничители перемещения опор газопровода при надземной прокладке газопровода обеспечивает его свободное перемещение и исключать возможность сброса с опор.

- толщина стенок стальных труб принята не менее 3 мм для труб диаметром до 50 мм, 4 мм - диаметром свыше 50 до 200 мм и не менее 6 мм - для труб диаметром более 200 мм.

- крепление надземных газопроводов к опорам принято свободным с предохранением труб от возможного сброса.

- для гашения колебания надземных газопроводов предусмотрено уменьшение величины пролетов между опорами.

- сварка в плеть трубных секций на берме траншеи следует осуществлять с анкеровкой плети.

Подтопление

В соответствии геологическим изысканиям выделены участки, подверженные процессу потепления.

Номер трассы проектируемого газопровода	Участки зон потенциального подтопления
Г3№1	ПК 0+00 – ПК 13+60
Г1№1	ПК 2+50 – ПК 11+98
Г1№5	ПК 0+00 – ПК 3+10
Г1№7	ПК 0+00 – ПК 2+63

Г1№8	ПК 0+00 – ПК 0+29

В соответствии с гидрометеорологическими изысканиями проектируемый газопровод также проходит по обводненным территориям.

Расчетный створ по трассам	Обеспеченность				Дно водотока, м БС
	1%	2%	5%	10%	
Г3№1 (река Сарысу на ПК 6+67 – ПК 6+74)	183.56	183.16	182.75	182.40	183.55
Г3№1 (река Сарысу на ПК 11+54 – ПК 11+67)	185.82	185.65	185.48	185.25	184.10
Г3№1 (река Сарысу на ПК 12+87 – ПК 13+10)	187.32	186.75	186.17	185.67	183.55
Г3№1 (временный водоток на ПК 74+29 – ПК 74+31)	252.93	252.91	252.88	282.84	252.50
Г1№1 (временный водоток на ПК 3+43 – ПК 3+45)	252.93	252.91	252.88	282.84	252.50

На основании рекомендаций инженерных изысканий проектом предусмотрено:

- Балластировка на периодически обводняемых участках в границах УВВ 2% обеспеченности и прогнозируемом максимальном уровне подземных вод (трасса газопровода Г3№1 ПК7+02.8 - ПК7+31.1, ПК12+40.7 - ПК12+69.6, ПК13+32.9 - ПК13+68.9);

- Мероприятия по водоотведению и водопонижению с целью исключения возможности попадания поверхностных и подземных вод в траншею;

- противокоррозионные мероприятия;

- расположение отключающих устройств за границами горизонта высоких вод с 10%-ной обеспеченностью;

- контрольные трубки выведены не менее чем на 0,5 м выше прогнозируемого максимального уровня грунтовых вод;

- краны в заводской изоляции. Вывод штока на подтопляемых участках трасс предусмотрен на 0,5м выше прогнозируемого уровня подземных вод.

Противокоррозионные мероприятия

- конструктивные – обеспечение прочности и устойчивости с учетом карстовой деформации;

- водозащитные – предотвращение карстово-суффузионных процессов;

- эксплуатационные – контроль за возможной активизацией карстово-суффузионных процессов;

- для полиэтиленовых газопроводов применены: трубы и соединительные детали из ПЭ 100 и ПЭ RC с SDR не более 11 с коэффициентом запаса прочности не менее 3,2 для газопроводов.

Мероприятия по предотвращению эрозионной опасности

В соответствии геологическим изысканиям выделены участки, подверженные эрозионной опасности.

Номер трассы проектируемого газопровода	Участки трасс, подверженные процессу эрозии
Г1№3 (переход через реку Сарысу)	ПК 6+67 – ПК 6+74
Г1№3 (переход через реку Сарысу)	ПК 11+54 – ПК 11+67
Г1№3 (переход через реку Сарысу)	ПК 12+79 – ПК 12+94
Г1№3 (переход через русло временного водотока балки)	ПК 74+28 – ПК 74+31
Г1№1 (переход через русло временного водотока)	ПК 3+43 – ПК 3+45

- размещение запорной арматуры предусмотрено на расстоянии не менее 10 м от границ перехода или участков, подверженных эрозии или оползням, за границу перехода приняты места пересечения газопроводом горизонта высоких вод с 10%-ной обеспеченностью.

- для снижения рисков активизации эрозионных процессов предусмотрена рекультивация почвенно-растительного покрова.

Мероприятия при прокладке в средненабухающих грунтах

В соответствии геологическим изысканиям выделены участки прокладки газопровода в средненабухающих грунтах.

Номер трассы проектируемого газопровода	Участки распространения грунтов ИГЭ 4
Г3№1	ПК 69+00 – ПК 77+00
Г1№1	ПК 1+00 – ПК 11+98
Г1№2	ПК 1+00 – ПК 1+95
Г1№4	ПК 0+00 – ПК 0+60
Г1№5	ПК 2+20 – ПК 4+60

Г1№7	ПК 0+00 – ПК 2+63
Г1№8	ПК 0+00 – ПК 0+29

- в набухающих грунтах дно траншеи уплотняется с применением вибромеханическими трамбовочными установками;

- засыпка пазух траншеи недренирующим водонепроницаемым грунтом (местные лессовидные суглинки, супеси, глины) слоями с уплотнением до естественной плотности грунта;

- при строительстве необходимо выполнить планировку территории, обеспечивающую отвод поверхностных вод от траншеи, полную или частичную замену набухающего грунта ненабухающим;

- рытье траншеи проводить после окончания предусмотренных проектом работ, обеспечивающих предотвращение стока поверхностных вод в траншею как в период строительства, так и в период эксплуатации. При рытье траншеи следует ее длину назначать с учетом обеспечения укладки и засыпки трубопровода после окончания смены. Засыпка должна проводиться недренирующими грунтами с уплотнением до естественной плотности грунта. Засыпку траншей следует предусматривать либо привозным недренирующим грунтом, либо местным грунтом с предварительным его увлажнением.

Мероприятия при прокладке в скальных грунтах

- в скальных грунтах предусмотрено устройство песчаного основания (0,1 м) и обсыпка трубы песком (0,2 м);

- для полиэтиленовых газопроводов применены: трубы и соединительные детали из ПЭ 100 и ПЭ RC с SDR не более 11 с коэффициентом запаса прочности не менее 3,2 для газопроводов.

Дополнительные мероприятия, предусмотренные проектом:

- в местах пересечения газопроводов с канавами при открытой прокладке предусмотрено восстановление берегов и формирование правильного уклона до первоначального состояния;

- все вводы и выпуски инженерных коммуникаций, проходящих через подземную часть наружных стен зданий, в радиусе 50м от подземного газопровода герметизируются;

- устройство защитных футляров на переходах под дорогами и водными преградами;

- изоляция стального участка лентой ТЕРМА-40 150х2,0 в 2 слоя ТУ 2245-024-82119587-2007;

- при прокладке газопровода на пахотных землях глубина заложения до верха газопровода принята менее 1,2 м;

- по трассе газопровода Г3№1 ПК13+97.4 – ПК14+20.5 с уклоном свыше 200‰ предусмотрены глиняные перемычки с шагом 5,0 м для предотвращения размыва засыпки траншеи.

14.1Нагрузки и воздействия

Нагрузки и воздействия, действующие на газопровод, различаются на:

- силовые нагружения — внутреннее давление газа, вес газопровода, сооружений на нем и вес транспортируемого газа, давление грунта, гидростатическое давление и выталкивающая сила воды, нагрузки, возникающие при укладке и испытании;

- деформационные нагружения — температурные воздействия, воздействия предварительного напряжения газопровода (упругий изгиб, растяжка компенсаторов и т.д.), воздействия неравномерных деформаций грунта (просадки, пучение, деформации земной поверхности в районах горных выработок и т.д.);

Собственный вес единицы длины газопровода определяется по формуле

$$q_q = m_q g \text{ , Н/м} \qquad (13.1)$$

где m_q — расчетная масса 1 м Ø315х28,5 – 25,9 кг/п.м, Ø225х20,5 – 13,3 кг/п.м, Ø160х14,6 – 6,73 кг/п.м, Ø110х10,0 – 3,17 кг/п.м, Ø90х8,2 – 2,14 кг/п.м, , Ø63х5,8 – 1,06 кг/п.м, Ø40х3,7 – 0,43 кг/п.м , Ø32х3,0 – 0,28 кг/п.м принимаемая по ГОСТ Р 58121.2-2018;

g – ускорение свободного падения, равное 9,8 м/с^2.

Давление грунта на единицу длины газопровода определяется по формуле

$$q_m = \rho_m g d_e h_m \text{ , Н/м} \qquad (13.2)$$

где d_e – наружный диаметр газопровода;

ρ_m – плотность грунта 2,34;

h_m – толщина грунта, расположенного над газопроводом, принимаемая для расчета 1,5 м.

Диаметр подземного трубопровода	q_q, Н/м	q_m, Н/м
Ø315х28,5	253,8	11007,4
Ø225х20,5	130,3	7911,5
Ø160х14,6	66,0	5503,7
Ø110х10,0	31,1	3783,8
Ø90х8,2	21,0	3095,8
Ø63х5,8	10,4	2063,9

Ø40х3,7	4,2	1375,9
Ø32х3,0	2,7	1031,9

Температурный перепад в материале труб принимается равным разности между температурой газа в процессе эксплуатации газопровода и температурой, при которой фиксируется расчетная схема газопровода.

Воздействие от предварительного напряжения газопровода (упругий изгиб по заданному профилю) определяется по принятому конструктивному решению газопровода.

Воздействия от неравномерных деформаций грунта (просадки, пучение, влияние горных выработок и т.д.) определяются на основании анализа грунтовых условий и возможного их изменения в процессе эксплуатации газопровода.

В соответствии с Приложением А СП 446.1325800.2019, грунты слоя Н и слоя П относятся к специфическим.

Слой Н – Насыпной грунт (дресва и щебень с суглинистым заполнителем), мощностью 0,3 – 1,5 м.

Грунты слоя Н распространены в основном под дорогами уличных проездов, на обочинах дорог. Согласно СП 22.13330.2016 п. 6.6.3 вскрытые насыпные грунты относятся к II типу. Насыпные грунты являются отвалами грунтов природного происхождения образовавшихся в результате плановой отсыпки дорожных проездов и местных понижений в рельефе.

Насыпные грунты в отдельный инженерно-геологический элемент не выделялись, т.к. данный грунт не будет использоваться в качестве основания для проектируемых сооружений.

Слой П – Почвенно-растительный слой местами с гравием и галькой, мощностью 0,2 – 1,5 м.

Грунты слоя П отнесены к специфическим в силу своего элювиального генезиса.

В соответствии с требованиями постановления Правительства РФ от 29 мая 2025 года №781 «Об утверждении Правил проведения рекультивации и консервации земель» почвенно-растительный слой подлежит рекультивации, основанием фундаментов он не является.

ИГЭ 4 - Глина аргиллитоподобная, тяжелая, полутвердая, средненабухающая, среднедеформируемая, оскольчатая. Пройденная мощность отложений 0,8 – 3,4 м.

Грунты ИГЭ 4 отнесены к специфическим, т. к. обладают свойствами набухания.

Согласно требованиям ГОСТ Р 59057-2020 Земли. Общие требования к рекультивации земель, раздел 5.6 - Требования по рекультивации земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации линейных сооружений: при строительстве, реконструкции и эксплуатации

линейных сооружений (газопроводов) должны быть рекультивированы трассы трубопроводов. Рекультивация земельных участков, не занятых асфальтом, предоставленных под строительство новых линейных сооружений, должна включаться в общий комплекс строительно-монтажных работ и обеспечивать восстановление земель до первоначального состояния. В проекте по трассе газопровода предусмотрено снятие и восстановление верхних слоев почвы.

Проектом предусматривается подземная прокладка газопровода преимущественно за границами автомобильных дорог и других участков, подверженных возможным нагрузкам. Данное решение снижает воздействие динамических и статических нагрузок, которые могут деформировать газопровод.

На участках пресечения и прокладки газопровода под дорогами предусмотрено устройство защитных футляров, снижающих нагрузки на газопроводы. Конструкция футляров обеспечивает возможность свободного перемещения газопровода внутри него, что снижает риск деформации.

Глубина прокладки газопровода принята с учетом требований действующей нормативной документации, а также требований балансодержателей автомобильных дорог. Глубина прокладки обеспечивает достаточный запас по глубине, чтобы минимизировать влияние поверхностных нагрузок и температурных перепадов на трубу.

Газопровод укладывается на выровненное дно траншеи, что снижает риск локальной деформации трубы при засыпке. Обратная засыпка предусматривается местным грунтом без скальных включений послойно, предотвращающим механические повреждения трубы и концентрацию напряжений, которые могут вызвать деформацию. Послойная засыпка с уплотнением обеспечивает равномерное распределение нагрузок.

На участках прокладки газопровода в скальных грунтах предусмотрено устройство песчаного основания 0,1 м и обсыпка трубы песком 0,2 м, что обеспечивает равномерное распределение нагрузок и минимизирует контакт трубы с жёстким грунтом.

Таким образом, комплекс технических решений, предусмотренных в проектной документации, направлен на обеспечение допустимой овализации и сохранение круглой формы поперечного сечения газопровода в процессе эксплуатации.

При строительстве газопровода необходимо соблюдать требования к качеству применяемых материалов и монтажа, а также обеспечить надзор за соблюдением проектных решений на всех этапах строительства, с целью исключения деформации и овализации газопровода.

14.2Расчет газопровода на всплытие

14.2.1 Определение необходимой величины балластировки

Расчёт проводится в соответствии с СП 42-103- 2003 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов»

Расчет для футляра Дн710

Исходные данные:

d_e - наружный диаметр газопровода, dв = 710 мм;

t_{nom} - номинальная толщина стенки труб и соединительных деталей, tном

$t_{ном} = 0{,}0645\ м.$

ρ_q - плотность материала труб, $\rho_q = 950\ \frac{кг}{м^3}$.

g - ускорение свободного падения, $g = 9{,}81\ \frac{м}{с^2}$.

p - рабочее давление, $p = 0{,}6\ МПа$.

ρ_m - плотность грунта, $\rho_m = 1870\ \frac{кг}{м^3}$.

h_m - расстояние от верха трубы до поверхности земли, $h_m = 1{,}9\ м.$

h_w - высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода, $h_w = 1{,}2\ м.$

ρ_w - плотность воды с учетом растворенных в ней солей, $\rho_w = 1040\ \frac{кг}{м^3}$.

Собственный вес единицы длины газопровода:

$$q_q = \pi \cdot \rho_q \cdot g \cdot (d_e - t_{ном}) \cdot t_{ном},\ \frac{Н}{м}$$

$$q_q = 3{,}14 \cdot 950 \cdot 9{,}81 \cdot (0{,}71 - 0{,}0645) \cdot 0{,}0645 = 1218{,}36\ \frac{Н}{м}$$

Вес транспортируемого газа в единице длины газопровода

$$q_g = 10^2 \cdot p \cdot (d_e - 2 \cdot t_{ном})^2,\ \frac{Н}{м}$$

$$q_g = 10^2 \cdot 0{,}6 \cdot (0{,}71 - 2 \cdot 0{,}0645)^2 = 20{,}25\ \frac{Н}{м}$$

Давление грунта на единицу длины газопровода

$$q_m = \rho_m \cdot g \cdot d_e \cdot h_m, \frac{H}{м}$$

$$q_m = 1870 \cdot 9{,}81 \cdot 0{,}71 \cdot 1{,}9 = 24747{,}0 \frac{H}{м}$$

Гидростатическое давление воды:

$$p_w = \rho_w \cdot g \cdot h_w \cdot 10^{-6}, \frac{H}{м}$$

$$p_w = 1040 \cdot 9{,}81 \cdot 1{,}2 \cdot 10^{-6} = 0{,}0122 \frac{H}{м}$$

Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода:

$$q_w = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_w \cdot g \cdot d_e^2, \frac{H}{м}$$

$$q_w = \frac{\pi}{4} \cdot 1040 \cdot 9{,}81 \cdot 0{,}71^2 = 4037{,}27 \frac{H}{м}$$

Проверим, превышает ли суммарная сила, действующая на газопровод вниз, выталкивающую силу воды:

$$q_q + q_g + q_m + p_w > q_w$$

$$1218{,}36 + 20{,}25 + 24747{,}0 + 0{,}0122 > 4037{,}27$$

$$25985{,}62 > 4037{,}27$$

Таким образом, получаем, что суммарная сила, действующая на газопровод вниз, превышает выталкивающую силу воды, следовательно, по результатам расчета, балластировка не требуется.

Расчет для труб до Дн315 включительно

Исходные данные:

d_e - наружный диаметр газопровода, dв = 315 мм;

t_{nom} - номинальная толщина стенки труб и соединительных деталей, tном

$t_{nom} = 0{,}0286$ м.

ρ_q - плотность материала труб, $\rho_q = 950 \frac{кг}{м^3}$;

g - ускорение свободного падения, $g = 9{,}81 \frac{м}{с^2}$.

p - рабочее давление, $p = 0{,}6\ МПа$.

ρ_m - плотность грунта, $\rho_m = 1870\ \frac{кг}{м^3}$.

h_m - расстояние от верха трубы до поверхности земли, $h_m = 2{,}0\ м$.

h_w - высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода, $h_w = 2{,}3\ м$.

ρ_w - плотность воды с учетом растворенных в ней солей, $\rho_w = 1040\ \frac{кг}{м^3}$.

Собственный вес единицы длины газопровода:

$$q_q = \pi \cdot \rho_q \cdot g \cdot (d_в - t_{изол}) \cdot t_{изол},\ \frac{Н}{м}$$

$$q_q = 3{,}14 \cdot 950 \cdot 9{,}81 \cdot (0{,}315 - 0{,}0286) \cdot 0{,}0286 = 239{,}7\ \frac{Н}{м}$$

Вес транспортируемого газа в единице длины газопровода

$$q_g = 10^2 \cdot p \cdot (d_в - 2 \cdot t_{изол})^2,\ \frac{Н}{м}$$

$$q_g = 10^2 \cdot 0{,}6 \cdot (0{,}315 - 2 \cdot 0{,}0286)^2 = 3{,}98\ \frac{Н}{м}$$

Давление грунта на единицу длины газопровода

$$q_m = \rho_m \cdot g \cdot d_в \cdot h_m,\ \frac{Н}{м}$$

$$q_m = 1870 \cdot 9{,}81 \cdot 0{,}315 \cdot 2{,}0 = 115572\ \frac{Н}{м}$$

Гидростатическое давление воды:

$$p_w = \rho_w \cdot g \cdot h_w \cdot 10^{-6},\ \frac{Н}{м}$$

$$p_w = 1040 \cdot 9{,}81 \cdot 2{,}3 \cdot 10^{-6} = 0{,}0234\ \frac{Н}{м}$$

Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода:

$$q_w = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_w \cdot g \cdot d_в^2,\ \frac{Н}{м}$$

$$q_w = \frac{\pi}{4} \cdot 1040 \cdot 9{,}81 \cdot 0{,}315^2 = 794{,}68 \frac{Н}{м}$$

Проверим, превышает ли суммарная сила, действующая на газопровод вниз, выталкивающую силу воды:

$$q_q + q_g + q_m + p_w > q_w$$

$$239{,}7 + 3{,}98 + 11557{,}2 + 0{,}0234 > 794{,}68$$

$$11800{,}9 > 794{,}68$$

Расчет для труб Дн110

Исходные данные:

d_e - наружный диаметр газопровода, dв = 110 мм;

t_{nom} - номинальная толщина стенки труб и соединительных деталей, tном

$t_{nom} = 0{,}01\ м.$

ρ_q - плотность материала труб, $\rho_q = 950\ \frac{кг}{м^3}$.

g - ускорение свободного падения, $g = 9{,}81\ \frac{м}{с^2}$.

p - рабочее давление, $p = 0{,}003\ МПа.$

ρ_m - плотность грунта, $\rho_m = 1870\ \frac{кг}{м^3}$.

h_m - расстояние от верха трубы до поверхности земли, $h_m = 1{,}1\ м.$

h_w - высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода, $h_w = 0{,}2\ м.$

ρ_w - плотность воды с учетом растворенных в ней солей, $\rho_w = 1040\ \frac{кг}{м^3}$.

Собственный вес единицы длины газопровода:

$$q_q = \pi \cdot \rho_q \cdot g \cdot (d_e - t_{nom}) \cdot t_{nom}, \frac{Н}{м}$$

$$q_q = 3{,}14 \cdot 950 \cdot 9{,}81 \cdot (0{,}11 - 0{,}01) \cdot 0{,}01 = 31{,}89\ \frac{Н}{м}$$

Вес транспортируемого газа в единице длины газопровода

$$q_g = 10^2 \cdot p \cdot (d_e - 2 \cdot t_{nom})^2, \frac{H}{M}$$

$$q_g = 10^2 \cdot 0{,}003 \cdot (0{,}11 - 2 \cdot 0{,}01)^2 = 0{,}00243 \frac{H}{M}$$

Давление грунта на единицу длины газопровода

$$q_m = \rho_m \cdot g \cdot d_e \cdot h_m, \frac{H}{M}$$

$$q_m = 1870 \cdot 9{,}81 \cdot 0{,}11 \cdot 1{,}1 = 2219{,}7 \frac{H}{M}$$

Гидростатическое давление воды:

$$p_w = \rho_w \cdot g \cdot h_w \cdot 10^{-6}, \frac{H}{M}$$

$$p_w = 1040 \cdot 9{,}81 \cdot 0{,}2 \cdot 10^{-6} = 0{,}0020 \frac{H}{M}$$

Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода:

$$q_w = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_w \cdot g \cdot d_e^2, \frac{H}{M}$$

$$q_w = \frac{\pi}{4} \cdot 1040 \cdot 9{,}81 \cdot 0{,}11^2 = 96{,}9 \frac{H}{M}$$

Проверим, превышает ли суммарная сила, действующая на газопровод вниз, выталкивающую силу воды:

$$q_q + q_g + q_m + p_w > q_w$$

$$31{,}89 + 0{,}00243 + 2219{,}7 + 0{,}0020 > 96{,}9$$

$$2251{,}59 > 96{,}9$$

Расчет для труб Дн32

Исходные данные:

d_e - наружный диаметр газопровода, db = 32 мм;

t_{nom} - номинальная толщина стенки труб и соединительных деталей, tnom

$t_{nom} = 0{,}00028$ м.

ρ_q - плотность материала труб, $\rho_q = 950 \frac{кг}{м^3}$

g - ускорение свободного падения, $g = 9{,}81\ \frac{м}{с^2}$.

p - рабочее давление, $p = 0{,}003\ МПа$.

ρ_m - плотность грунта, $\rho_m = 1870\ \frac{кг}{м^3}$.

h_m - расстояние от верха трубы до поверхности земли, $h_m = 1{,}1\ м$.

h_w - высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода, $h_w = 0{,}5\ м$.

ρ_w - плотность воды с учетом растворенных в ней солей, $\rho_w = 1040\ \frac{кг}{м^3}$.

Собственный вес единицы длины газопровода:

$$q_q = \pi \cdot \rho_q \cdot g \cdot (d_в - t_{изол}) \cdot t_{изол},\ \frac{Н}{м}$$

$$q_q = 3{,}14 \cdot 950 \cdot 9{,}81 \cdot (0{,}032 - 0{,}00028) \cdot 0{,}00028 = 26{,}0\ \frac{Н}{м}$$

Вес транспортируемого газа в единице длины газопровода

$$q_g = 10^2 \cdot p \cdot (d_в - 2 \cdot t_{изол})^2,\ \frac{Н}{м}$$

$$q_g = 10^2 \cdot 0{,}003 \cdot (0{,}032 - 2 \cdot 0{,}00028)^2 = 0{,}000296\ \frac{Н}{м}$$

Давление грунта на единицу длины газопровода

$$q_m = \rho_m \cdot g \cdot d_в \cdot h_m,\ \frac{Н}{м}$$

$$q_m = 1870 \cdot 9{,}81 \cdot 0{,}032 \cdot 1{,}1 = 645{,}7\ \frac{Н}{м}$$

Гидростатическое давление воды:

$$p_w = \rho_w \cdot g \cdot h_w \cdot 10^{-6},\ \frac{Н}{м}$$

$$p_w = 1040 \cdot 9{,}81 \cdot 0{,}5 \cdot 10^{-6} = 0{,}0051\ \frac{Н}{м}$$

Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода:

$$q_w = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_w \cdot g \cdot d_в^2,\ \frac{Н}{м}$$

$$q_w = \frac{\pi}{4} \cdot 1040 \cdot 9{,}81 \cdot 0{,}032^2 = 8{,}20 \frac{Н}{м}$$

Проверим, превышает ли суммарная сила, действующая на газопровод вниз, выталкивающую силу воды:

$$q_q + q_g + q_m + p_w > q_w$$

$$26{,}0 + 0{,}000296 + 645{,}7 + 0{,}0051 > 8{,}20$$

$$671{,}7 > 8{,}20$$

Таким образом, получаем, что суммарная сила, действующая на газопровод вниз, превышает выталкивающую силу воды, следовательно, по результатам расчета, балластировка не требуется, данное решение применяется ко всем диаметрам менее Дн315 включительно.

Газопроводы, проложенные закрытым способом (ГНБ) балластировке не подлежат.

14.2.2 Расчет расстояния между пригрузами для полиэтиленового газопровода

Расчёт проводится в соответствии с СП 42-103-2003 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов».

Расчёт газопровода на всплытие для трубы Дн315

Исходные данные:

d_e - наружный диаметр газопровода, *$d_в$ =315 мм* ;

Материал ПЭ – *100;*

SDR – *11;*

Рабочее давление – *0,6 МПа;*

ρ_w - плотность воды с учетом растворенных в ней солей, $\rho_w = 1040 \frac{кг}{м^3}$;

t – рабочая температура, *t = 10 ºС;*

Масса 1 пм трубы – *27,8 кг*

D - радиус упругого изгиба, *D = 25 DN;*

Уклон до рассматриваемой точки, в пм = *-22;*

Уклон после рассматриваемой точки, в пм = *76;*

$Q_{пр}$ - масса одного пригруза, *$Q_{пр}$ = 83 кг;*

$\rho_в$ - плотность материала пригруза, $\rho_в = 2300 \frac{кг}{м^3}$;

$\gamma_в$ - коэффициент надежности по материалу пригруза, *$\gamma_в$ = 0,85* (для мешков с цементно-песчаной смесью и железобетонных пригрузов)

γ_a – коэффициент устойчивого положения для различных участков газопровода, γ_a = *1,05;*

Расчёт:

Изменение уклона трассы газопровода = -22 – 76 = 54.

Тип кривой – вогнутая.

При балластировке газопровода пригрузами из высокоплотных материалов (железобетон, чугун и др.) расстояния между ними должны быть не более определяемых условиями:

$$L_{пр} \le \frac{Q_{пр}\gamma_\partial(\rho_\partial - \gamma_a\rho_w)}{\rho_\partial[\gamma_a(q_w + q_{изг}) - q_q]}\ (м). \qquad (11)$$

$$l_{пр} \le d_e\left[\frac{3\pi}{SDR}\cdot\frac{d_e}{q_w + q_{изг} - q_q}\left(0{,}9MRS - \left|\frac{2\mu p}{\left[1-\frac{2}{SDR}\right]^{-2}-1} - \alpha E(t_e)\Delta t\right| - \frac{E(t_e)d_e}{2\rho}\right)\right]^{0,5} 10^3\ (м), \qquad (12)$$

где нагрузка от упругого отпора газопровода при свободном изгибе газопровода в вертикальной плоскости должна определяться по формулам:

$$q_{изг} = \frac{\pi}{SDR}\frac{E(t_e)d_e^4}{9\beta^2\rho^3}10^6\ (Н/м);$$

для выпуклых кривых: (13)

$$q_{изг} = \frac{4\pi}{SDR}\frac{E(t_e)d_e^4}{9\beta^2\rho^3}10^6\ (Н/м).$$

для вогнутых кривых: (14)

Для вогнутых кривых (14):

$$q_{изг} = \frac{4 * 3{,}14 * 300 * 0{,}315^4}{11 * 9 * 3{,}08765^2 * 7{,}875^3} * 1000000 = 80{,}53\ \left(\frac{Н}{м}\right).$$

$Q_{пр}$ - вес пригруза, $Q_{пр} = m_{пр}*9{,}81 = 83*9{,}81 = 814{,}23$ Н.

q_q – собственный вес единицы длины газопровода, $q_q = 27{,}8*9{,}81 = 272{,}72$ Н/м.

q_w – выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода, в Н/м.

$q_w = 0,785*\rho_w*9,81*t^2 = 0,785*1040*9,81*0,315^2 = 794,68$ Н/м.

$q_{изг}$ – нагрузка от упругого отпора газопровода, $q_{изг} = 80,53$.

Максимально допустимое расстояние между пригрузами, составит (из условия (11)):

$$L_{пр} = \frac{814,23 * 0,85 * (2300 - 1040 * 1,05)}{2300 * (1,05 * (794,68 + 80,53) - 272,72)} = 0,56 \text{ м.}$$

Максимально допустимое расстояние между пригрузами, составит (из условия (12)):

$$L_{пр} = 0,315 \left[\frac{3 * 3,14}{11} * \frac{0,315}{794,68 + 80,53 - 272,72} * (0,9 * 10 - \left| \frac{2 * 0,43 * 0,888}{\left(1 - \frac{2}{11}\right)^{-2} - 1} - 0,00022 * 300 * (-20) \right| - \frac{300 * 0,315}{2 * 7,875}) \right]^{15} 10^5 = 5,31 \text{ м.}$$

По результатам расчета принимаем расстояние между пригрузами из мешков с цементно-песчаной смесью для полиэтиленового газопровода – 0,56 м, принимаем равным – **0,6м.**

Расчёт газопровода на всплытие для трубы Дн110

Исходные данные:

d_e - наружный диаметр газопровода, $d_в = 110$ *мм* ;

Материал ПЭ – *100;*

SDR – *11;*

Рабочее давление – *0,003 МПа;*

ρ_w - плотность воды с учетом растворенных в ней солей, $\rho_w = 1040 \frac{кг}{м^3}$;

t – рабочая температура, *t = 10 °C;*

Масса 1 пм трубы – *3,17 кг*

D - радиус упругого изгиба, *D = 25 DN;*

Уклон до рассматриваемой точки, в пм = *-33;*

Уклон после рассматриваемой точки, в пм = *30;*

$Q_{пр}$ - масса одного пригруза, $Q_{пр} = 83$ *кг;*

$\rho_в$ - плотность материала пригруза, $\rho_в = 2300 \frac{кг}{м^3}$;

$\gamma_в$ - коэффициент надежности по материалу пригруза, $\gamma_в = 0,85$ (для мешков с цементно-песчаной смесью и железобетонных пригрузов)

$\gamma_а$ – коэффициент устойчивого положения для различных участков газопровода, $\gamma_а = 1,05;$

Расчёт:

Изменение уклона трассы газопровода = -33 – 30 = 66.

Тип кривой – вогнутая.

При балластировке газопровода пригрузами из высокоплотных материалов (железобетон, чугун и др.) расстояния между ними должны быть не более определяемых условиями:

$$L_{пр} \le \frac{Q_{пр}\gamma_в(\rho_в - \gamma_а\rho_w)}{\rho_в[\gamma_а(q_w + q_{изг}) - q_q]} \text{ (м).} \quad (11)$$

$$l_{пр} \le d_e\left[\frac{3\pi}{SDR}\cdot\frac{d_e}{q_w + q_{изг} - q_q}(0{,}9MRS - \left|\frac{2\mu p}{\left[1-\frac{2}{SDR}\right]^{-2}-1} - \alpha E(t_e)\Delta t\right| - \frac{E(t_e)d_e}{2\rho})\right]^{0,5} 10^3 \text{ (м),} \quad (12)$$

где нагрузка от упругого отпора газопровода при свободном изгибе газопровода в вертикальной плоскости должна определяться по формулам:

для выпуклых кривых:

$$q_{изг} = \frac{\pi}{SDR}\frac{E(t_e)d_e^4}{9\beta^2\rho^3}10^6 \text{ (Н/м);} \quad (13)$$

для вогнутых кривых:

$$q_{изг} = \frac{4\pi}{SDR}\frac{E(t_e)d_e^4}{9\beta^2\rho^3}10^6 \text{ (Н/м).} \quad (14)$$

Для вогнутых кривых (14):

$$q_{изг} = \frac{4 * 3{,}14 * 300 * 0{,}11^4}{11 * 9 * 3{,}07868^2 * 2{,}75^3} * 1000000 = 28{,}28 \left(\frac{Н}{м}\right).$$

$Q_{пр}$ - вес пригруза, $Q_{пр} = m_{пр}*9{,}81 = 83*9{,}81 = 814{,}23$ Н.

q_q – собственный вес единицы длины газопровода, $q_q = 3{,}17*9{,}81 = 31{,}1$ Н/м.

q_w – выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода, в Н/м.

$q_w = 0{,}785*\rho_w*9{,}81*t^2 = 0{,}785*1040*9{,}81*0{,}11^2 = 96{,}91$ Н/м.

$q_{изг}$ – нагрузка от упругого отпора газопровода, $q_{изг} = 28{,}28$.

Максимально допустимое расстояние между пригрузами, составит (из условия (11)):

$$L_{пр} = \frac{814{,}23 * 0{,}85 * (2300 - 1040 * 1{,}05)}{2300 * (1{,}05 * (96{,}91 + 28{,}28) - 31{,}10)} = 3{,}62 \text{ м}$$

Максимально допустимое расстояние между пригрузами, составит (из условия (12)):

$$L_{пр} = 0{,}11 \left[\frac{3 * 3{,}14}{11} * \frac{0{,}11}{96{,}91 + 28{,}28 - 31{,}10} * (0{,}9 * 10 - \left| \frac{2 * 0{,}43 * 0{,}008}{\left(1 - \frac{2}{11}\right)^{-2} - 1} - 0{,}00022 * 300 * (-20) \right| - \frac{300 * 0{,}11}{2 * 2{,}75}) \right]^{2} 10^{3} = 4{,}5 \text{ м}$$

По результатам расчета принимаем расстояние между пригрузами из мешков с цементно-песчаной смесью для полиэтиленового газопровода – 3,62 м, принимаем равным – **3,6м.**

Согласно технического отчета ИГИ.1 участки трасс проектируемого газопровода (Г3№1 ПК 0+00 – ПК 13+60, Г1№1 ПК 2+50 – ПК 11+98, Г1№5 ПК 0+00 – ПК 3+10, Г1№7 ПК 0+00 – ПК 2+63, Г1№8 ПК 0+00 – ПК 0+29) подлежат подтоплению. В рамках проекта выполнен расчет необходимой величины балластировки, согласно которому балластировка не требуется.

Однако, в связи с близким расположением проектируемого газопровода к водным преградам, прокладки по периодически обводняемым участкам в границах УВВ 2% обеспеченности и прогнозируемом максимальном уровне подземных вод (трасса газопровода Г3№1 ПК7+07.2 - ПК7+31.1, ПК12+40.7 - ПК12+69.6, ПК13+32.9 - ПК13+68.9, ПК74+28.7 – ПК74+31.0, по трассе Г1№1 ПК3+42.6 – ПК3+44.9) при прокладке открытым способом газопроводов, для обеспечения проектного положения в сложных инженерно-геологических условиях, проектом предусмотрены утяжелители в виде плотных оболочек из прочных негниющих полотен (мешки) ГОСТ 30090-93, заполненные песчано-цементной смесью в соотношении 1:3 с нормативным удельным весом в водонасыщенном состоянии ρh=20,0кН/м3.

14.3Противокоррозионная защита стальных футляров и надземного газопровода

Металлический участок деталей ПЭ/сталь, металлическая часть контрольных трубок, стальной газопровод в точке подключения, защитного футляра штока управления подземного крана изолируются термоусадочной лентой «Терма» (перекрытие 75%) ТУ 2245-024-82119587-2007.

Изоляция стального участка неразъемного соединения полиэтилен/сталь предусмотрена лентой ТЕРМА-40 150х2,0 в 2 слоя ТУ 2245-024-82119587-2007.

Защита надземных участков стального газопровода от атмосферной коррозии предусмотрена покрытием, состоящим из двух слоев грунтовки ГФ-021 ГОСТ 25129-2020 и

двух слоев эмали желтого цвета ПФ-115 ГОСТ 6465-2023 или эмали ПФ-133 ГОСТ 926-82, предназначенных для наружных работ при расчетной температуре наружного воздуха в районе строительства согласно ГОСТ Р 71918-2024.

Наружная поверхность футляра в месте выхода газопровода из земли изолируется термоусадочной лентой ТЕРМА-40 150х2,0 (перекрытие 50%) ТУ 2245-024-82119587-2007.

Стальной кран в подземном исполнении предусмотрен в заводской изоляции, защитная труба для штока подземного крана изолируются термоусадочной лентой «Терма» (перекрытие 75%) ТУ 2245-024-82119587-2007.

В местах установки стальных кранов в подземном исполнении, прокладки футляров из стальных труб проектом предусмотрена засыпка траншеи на всю глубину песком с учетом требований п.8.1.5 ГОСТ 9.602-2016.

15Перечень используемой нормативной документации

- Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87	«Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- «Градостроительный кодекс Российской Федерации» от 29.12.2004 №190-ФЗ.	Градостроительный кодекс Российской Федерации;
- Постановление Правительства РФ от 20 ноября 2000 г. № 878	«Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей»;
- Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года №531	«Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления»;
- Федеральный закон от 31.03.1999 №69-ФЗ	О газоснабжении в Российской Федерации;
- Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ	О промышленной безопасности опасных производственных объектов;
- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ	Технический регламент о требованиях пожарной безопасности;
- Федеральный закон от 21.12.1994 №69-ФЗ	О пожарной безопасности;
- Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2013 года №961	«Об утверждении Правил учёта газа»;

- ГОСТ Р 21.101-2020	«Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации»;
- 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. Часть 1. Полиэтиленовые газопроводы»;
- ГОСТ 34715.2-2021	«Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть 2. Стальные газопроводы»»;
- ГОСТ 34670-2020	«Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Основные положения»;
- ГОСТ 9.602-2016	«Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
- 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 10704-91	«Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент»;
- ГОСТ 10705-80	«Трубы стальные электросварные. Технические условия»;
- ГОСТ Р 21.101-2020	«Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации»;
- СП 62.13330.2011*	«Свод правил. Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002»;
- СП 18.13330.2019	Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка (Генеральные планы промышленных

предприятий).

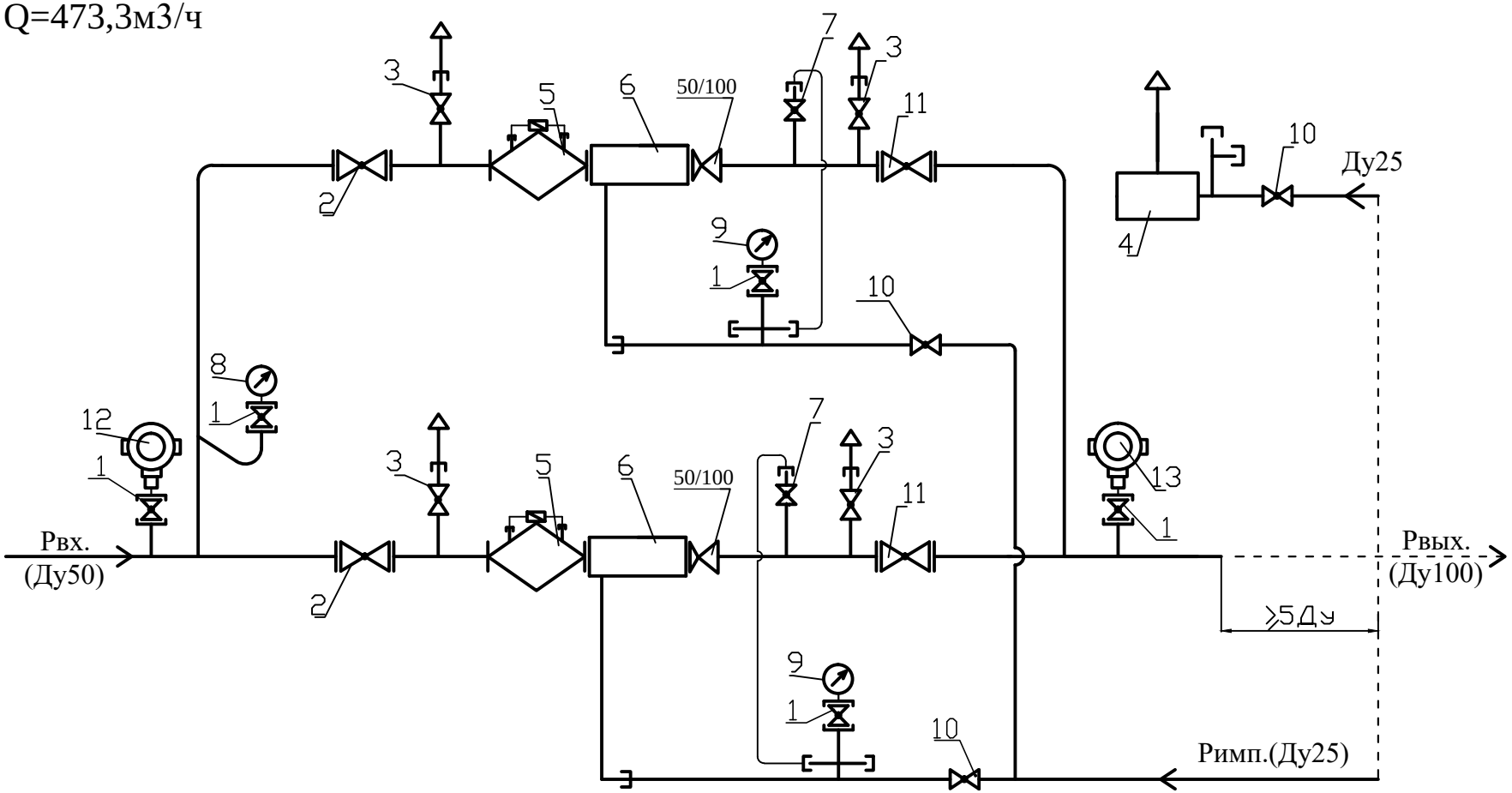
- СП 28.13330.2017 «Защита строительных конструкций от коррозии»;
- СП 42.13330.2016 «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89*»;
- СП 48.13330.2019 «Свод правил. Организация строительства. СНиП 12-01-2004»;
- СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда»;
- ПУЭ Правила устройства электроустановок.

Приложение А

Функциональная схема ГРПШ

Рентгенографический контроль сварных соединений, ВИК.

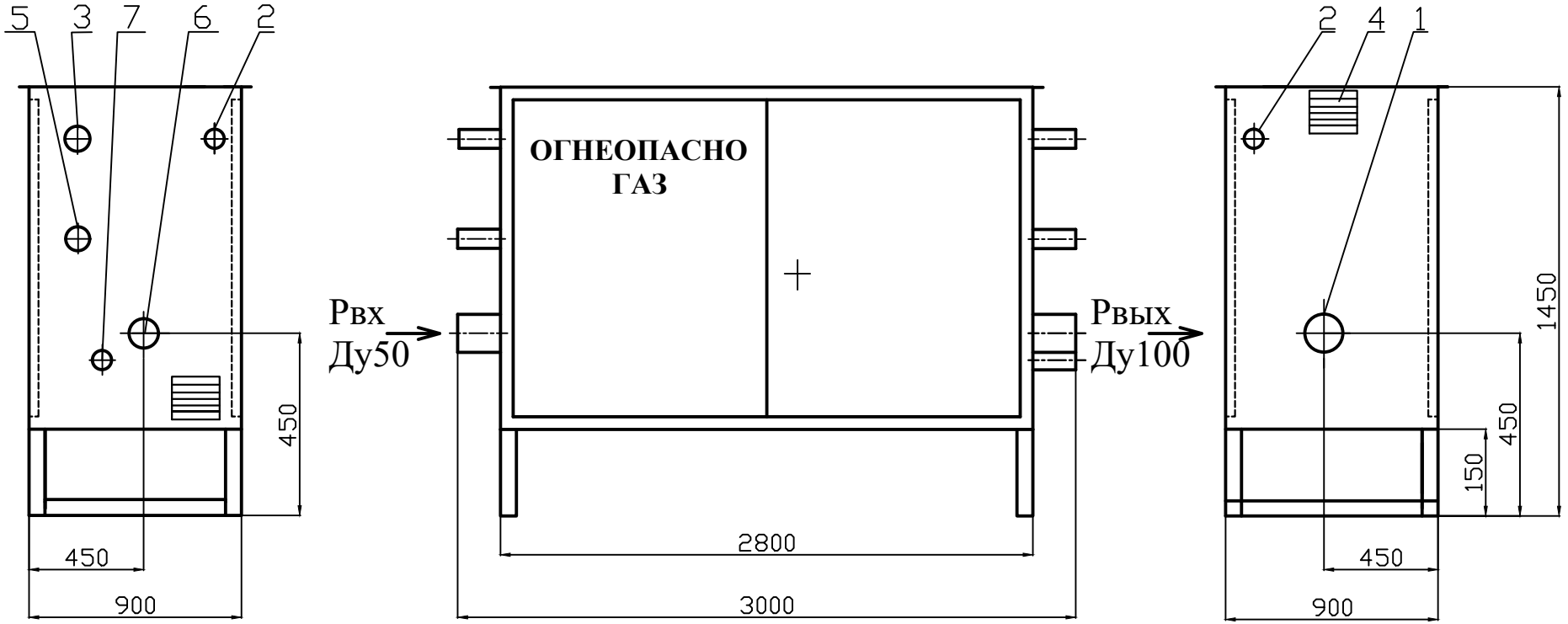
Рвх=0,405-0,6МПа
Рвых=2,7кПа
Q=473,3м3/ч



						Функциональная схема	Т.з.№2188-25
Изм.	Лист	N докум.	Подп.	Дата			
Разраб.		Асадулина А.К.			ГРПШ-ЭТС-13-2НУ1	Литера / Масса / Масштаб	
Проверил							
Т.контр.						Лист 1 / Листов 3	
Гл.констр							
Н.контр.					Александровка	ООО "Энерготех-С"	

Взаим. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Габаритный чертеж ГРПШ
двустороннего обслуживания
Порошковая покраска



1-Рвх(Ду50); 2-продувочный патрубок (Ду20); 3-выход ПСК-25Н (Ду25); 4-жалюзийная решетка; 5-вход ПСК-25(Ду25); 6-Рвых(Ду100); 7-подвод импульса к регулятору (Ду25).

Примечание: При замене комплектующих ГРП, габаритные размеры в процессе сборки могут изменяться.

					Габаритный чертеж		Т.з.№2188-25
Изм.	Лист	N докум.	Подп.	Дата			
Разраб.		Асадулина А.К.			ГРПШ-ЭТС-13-2НУ1	Литера / Масса / Масштаб	
Проверил							
Т.контр.						Лист 1	Листов 3
Гл.констр							
Н.контр.					Александровка	ООО "Энерготех-С"	

Взаим. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ГРПШ-ЭТС-13-2НУ1

Позиция	Наименование	Изготовитель	Количество
1	кран трехходовый для манометра Ду15 Ру 1,6МПа	Саратовский арматурный завод	5
2	кран шаровой КШ.Р.Ф.050.016.П/П.02	LD	2
3	кран шаровой КШ.Ц.П.GAS.020.040.П/П.02	LD	4
4	Предохранитено-сбросной клапан ПСК-25Н/5	ООО "Газовик-Комплект"	1
5	фильтр газовый ФГС-50 с ИПД	ООО "ППК"	2
6	Регулятор давления газа РДГ-50Н/30	ООО "Газовик-Комплект"	2
7	кран шаровой КШ.Ц.П.GAS.015.040.П/П.02	LD	2
8	манометр ТМ-510Р.00 кл.точности 1,5 (0-1,0МПа)	РОСМА	1
9	Напоромер (6кПа)	РОСМА	2
10	кран шаровой КШ.Ц.П.GAS.025.040.П/П.02	LD	3
11	кран шаровой КШ.Р.Ф.100.016.П/П.02	LD	2
12	место установки автономного датчика давления и температуры ББТ-ДДТ-ДА-1,6МПа-2,0-6-Ex (0....1,6МПа)	Рустехнология	1
13	место установки автономного датчика давления и температуры ББТ-ДДТ-ДИ-7кПа-2,0-6-Ex	Рустехнология	1

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

Изм.	Лист	N°докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Асадулина А.К.			
Провер.				
Т.контр.				
Нач.ПКО				
Н.контр.				
Утв.				

ГРПШ-ЭТС-13-2НУ1

Т.з. 2188-25

Спецификация на основное оборудование

Лит.	Масса	Масшт.

Лист 3 | Листов 3

Александровка

Энерготех-С

Формат А4

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ
ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ

Заявитель ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ЭНЕРГОТЕХ-С"
Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности: 410071, Россия, область Саратовская, город Саратов, улица Шелковичная, дом 186, корпус 2
Основной государственный регистрационный номер 1136455002749.
Телефон: 78452472622 Адрес электронной почты: ets-gas@yandex.ru
в лице Директора Сергеева Сергея Валерьевича

заявляет, что Оборудование химическое: типы: Пункты газорегуляторные шкафные, пункты газорегуляторные на раме, пункты газорегуляторные блочные, шкафные узлы учета расхода газа, узлы учета расхода газа на раме, блочные узлы учета расхода газа.

Изготовитель ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ЭНЕРГОТЕХ-С"
Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 410071, Россия, область Саратовская, город Саратов, улица Шелковичная, дом 186, корпус 2
Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 28.99.39.190-003-24431093-17 «Пункты и узлы учета расхода газа: блочные – БУУРГ, шкафные – ШУУРГ, ПУГ (Р, Ш, ШУЭО, ШУГО), ШПУРГ, ПУРГ, на раме – УУРГ. Пункты и узлы учета расхода газа: блочные – БУУРГ-ЭТС, шкафные – ШУУРГ-ЭТС, ПУГ (Р, Ш, ШУЭО, ШУГО)-ЭТС, ШПУРГ-ЭТС, ПУРГ-ЭТС, на раме – УУРГ-ЭТС. Газорегуляторные пункты и установки: шкафные - ГСГО, УГРШ, ГРПШ, ГРПН, ГРПШН, блочные – ПГБ, ГРПБ, на раме – ГРУ. Газорегуляторные пункты и установки: шкафные – ГСГО-ЭТС, УГРШ-ЭТС, ГРПШ-ЭТС, ГРПН-ЭТС, ГРПШН-ЭТС, блочные – ПГБ-ЭТС, ГРПБ-ЭТС, на раме – ГРУ-ЭТС».

Код (коды) ТН ВЭД ЕАЭС: 8479899708
Серийный выпуск
соответствует требованиям
Технического регламента Таможенного союза "О безопасности машин и оборудования" (ТР ТС 010/2011)

Декларация о соответствии принята на основании
сертификатов на тип №№ ЕАЭС RU.CT-RU.АБ53.В.00625, ЕАЭС RU.CT-RU.АБ53.В.00626, ЕАЭС RU.CT-RU.АБ53.В.00627, ЕАЭС RU.CT-RU.АБ53.В.00628, ЕАЭС RU.CT-RU.АБ53.В.00629, ЕАЭС RU.CT-RU.АБ53.В.00630 от 26.04.2021 года, выданных Обществом с ограниченной ответственностью «СибПромТест» (аттестат аккредитации № RA.RU.11АБ53), протоколов заводских испытаний № 04355 от 25.01.2021 года, № 04356 от 25.01.2021 года, № 04357 от 26.01.2021 года, № 04358 от 26.01.2021 года, № 04359 от 26.01.2021 года, № 04360 от 27.01.2021 года, обоснования безопасности № 28.99.39.190-003-24431093-17 ОБ от 25.05.2017 года, руководств по эксплуатации совмещенных с паспортами № 04355 от 25.01.2021 года, № 04356 от 25.01.2021 года, № 04357 от 26.01.2021 года, № 04358 от 26.01.2021 года, № 04359 от 26.01.2021 года, № 04360 от 27.01.2021 года
Схема декларирования соответствия: 5д

Дополнительная информация
ГОСТ 12.2.003-91 "Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности" раздел 2. Условия хранения продукции в соответствии с требованиями ГОСТ 15150-69. Срок хранения (службы, годности) указан в прилагаемой к продукции эксплуатационной документации.

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 26.04.2026 включительно.

(подпись) М.П. Сергеев Сергей Валерьевич
(Ф.И.О. заявителя)

Регистрационный номер декларации о соответствии: ЕАЭС N RU Д-RU.PA01.B.43836/21

Дата регистрации декларации о соответствии: 27.04.2021

Расчет опор по первому и второму предельным состояниям

1.Общие положения

Целю расчета является
1. Определение внутренних усилий в элементах конструкции и фундаментов.
2. Подбор сечений конструктивных элементов сооружения.

При выполнении расчёта использовались следующие, действующие на территории РФ нормативные документы:
1. СП 20.13330.2016 (СНиП 2.01.07-85*). «Нагрузки и воздействия».
2. СП 16.13330.2017 (СНиП II-23-81*). «Стальные конструкции».
3. СП 14.13330.2018 (СНиП II-7-81*). «Строительство в сейсмических районах».
4. СП 22.13330.2011 (СНиП 2.02.01-83*). «Основание зданий и сооружений».

2. Исходные данные

В соответствии с картой климатического районирования Республики Крым для строительства Рисунок А.1* СП 131.13330.2017 рассматриваемая территория относится к климатическому району III Б.

В соответствии с картами районирования территории Республики Крым по климатическим характеристикам (СП 20.13330.2016) участок изысканий относится:

- по весу снегового покрова к I району (карта 1, б), нормативное значение веса снегового покрова – 0,5 кПа;

- по давлению ветра ко II району (карта 2, е), нормативное значение давления ветра -0,30 кПа;

- по толщине стенки гололеда к III району (карта 3, б), нормативное значение толщины стенки гололеда – 10 мм.

Сейсмичность

Исследуемая территория расположена в сейсмически опасной зоне.
В соответствии с картой ОСР-2015 – В, СП 14.13330.2018 сейсмичность района изысканий - 8 баллов.

Расчет выполнен для стадии "Проектная документация", для стадии "Рабочая документация" расчет будет уточнен.

3.Расчет опор

3.1 Геометрические характеристики элементов

Марка опоры	Сечение стойки	Длина стойки L, м	Площадь A, м²	Момент инерции I, м⁴ (для устойчивости)
ОП1	Труба кругл. D=108 мм, t=5 мм	0.890	0.001618	0.000002151
ОП2	Труба кв. 100×100×4 мм	1.530	0.001536	0.000002363

Примечание: геометрия и материалы приняты по чертежу; уточнение по рабочей документации допускается.

3.2 Проверка предельно допустимой гибкости (стройность стоек)

Расчётная гибкость определена по формуле λ = l0 / i, где l0 — расчётная длина элемента, i = √(I/A) — радиус инерции. Для оценки принято l0 = 2·L (консоль с защемлением у уровня заделки).

В качестве контрольного критерия принята предельно допустимая гибкость λ_lim = 150. При принятии λ_lim = 200 вывод не изменяется.

Опора	L, м	l0, м	i, м	λ	Проверка
ОП1	0.890	1.780	0.0365	48.8	λ ≤ 150 — выполняется
ОП2	1.530	3.060	0.0392	78.0	λ ≤ 150 — выполняется

3.3 Нагрузки и расчетные усилия

Вертикальные нагрузки приведены к расчетным продольным усилиям (принято: 1 кг ≈ 9,81 Н):

Марка опоры	Нагрузка, кг	Продольная сила N, кН
ОП1	100	0.981
ОП2	60	1.962

3.4 Проверка по 1-й группе предельных состояний (несущая способность)

3.1. Проверка прочности сечения при центральном сжатии

Напряжение от продольной силы:

$\sigma = N / A$

Марка опоры	N, кН	A, м²	σ, МПа
ОП1	0.981	0.001618	0.606
ОП2	1.962	0.001536	0.383

3.5 Проверка устойчивости сжатого элемента (оценка по Эйлеру)

Критическая сила потери устойчивости:

$Ncr = \pi^2 \cdot E \cdot I / (l0)^2$, где $l0 = K \cdot L$

Принято: $E = 2{,}0 \times 10^5$ МПа; расчетная схема - консоль (K = 2,0).

Марка опоры	L, м	l0=K·L, м	Ncr, кН	Отношение N/Ncr
ОП1	0.890	1.780	1339.8	0.000732
ОП2	1.530	3.060	498.2	0.001181

Так как N значительно меньше Ncr, устойчивость при центральном сжатии обеспечена.

3.6 Проверка по 2-й группе предельных состояний (эксплуатационная пригодность)

При действии только вертикальной нагрузки (центральное сжатие) прогибы/горизонтальные перемещения верха стоек отсутствуют. Эксплуатационные требования по деформациям выполняются.

Вывод:

Принятые при проектировании конструкций сооружений технические решения, направленные на обеспечение прочности, устойчивости и пространственной неизменяемости сооружений, обоснованы следующими факторами:

- инженерно-геологическими условиями площадки;
- условиями эксплуатации;
- максимальным применением изделий и конструкций полной заводской готовности;
- технологичностью изготовления, удобством монтажа;
- соблюдением рекомендаций и требований действующей строительной нормативной базы;
- унификацией на строительной площадке.

Устойчивость отдельных конструкций зданий и сооружений обеспечивается расчетными значениями гибкостей растянутых и сжатых элементов, которые не превышают нормативных значений. Жесткость отдельных конструкций зданий и сооружений обеспечивается расчетными значениями прогибов, которые не превышают нормативных значений по второй группе предельных состояний. Прочность отдельных конструкций зданий и сооружений обеспечиваются расчетными значениями усилий в их сечениях, которые не превышают предельных значений по первой группе предельных состояний.

Устойчивость грунта основания в фундаментах зданий, сооружений обеспечивается их необходимым заглублением и подбором требуемого размера подошвы фундамента.

Геометрическая неизменяемость конструкций опор обеспечивается жесткой заделкой стоек в бетон фундаментов.

Ведомость графических документов

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графических документов	
1.1	Схема трасс газопровода высокого и низкого давления	
2	Гидравлический расчет газопровода высокого давления	
3	Гидравлический расчет газопровода низкого давления	
4	Газопроводы-отводы Г1№1-Г1№6 М 1:20	
5	Газопроводы-отводы Г1№7-Г1№10 М 1:20	
6	Контрольная трубка	
7	Крановый узел Ду 250 По трассе Г3№1 ПК0+24.4, ПК8+82.3	
	План М 1:50. Разрез 1-1	
8	Крановый узел Ду 150 По трассе Г3№1 ПК2+47.2	
	План М 1:50. Разрез 1-1	
9	Крановый узел Ду 200 По трассе Г3№1 П8+64.8	
	План М 1:50. Разрез 1-1	
10	Крановый узел Ду 100 По трассе Г3№1 ПК45+77.3	
	План М 1:50. Разрез 1-1	
11	Крановый узел Ду 50 По трассе Г3№1 ПК53+65.4	
	План М 1:50. Разрез 1-1	
12	Крановый узел Ду 250 По трассе Г3№1 ПК77+67.0	
	План М 1:50. Разрез 1-1	
13	Крановый узел Ду 150 По трассе Г1 План М 1:50. Разрез 1-1	
13.1	Крановый узел Ду 150 По трассе Г1№1 ПК0+17.1План М 1:50. Разрез 1-1	
14	Крановый узел Ду 80 По трассе Г1 План М 1:50. Разрез 1-1	
15	Принципиальная технологическая схема площадки ГРПШ Александровка	
16	План площадки ГРПШ Александровка М 1:50	
17	План ГРПШ Александровка Разрез 1-1	
18	Схема расположения ограждения, опор и фундамента молниеотвода	
19	Опоры ОП1-ОП2	
20	План молниезащиты площадки ГРПШ Александровка М 1:50	
21	Площадка ГРПШ Александровка Разрез 1-1	
22	План заземления площадки ГРПШ Александровка М 1:50	
23	Площадка ГРПШ Александровка Разрез 2-2	
24	Прокладка 2-ух труб газопровода в одном футляре	
25	Схема расположения ограждения для трассы Г3№1	
26	Узел защиты подземного кабеля в местах пересечения трубопровода	
27	Устройство перемычек на продольных уклонах более 200 $^{0}/_{00}$	

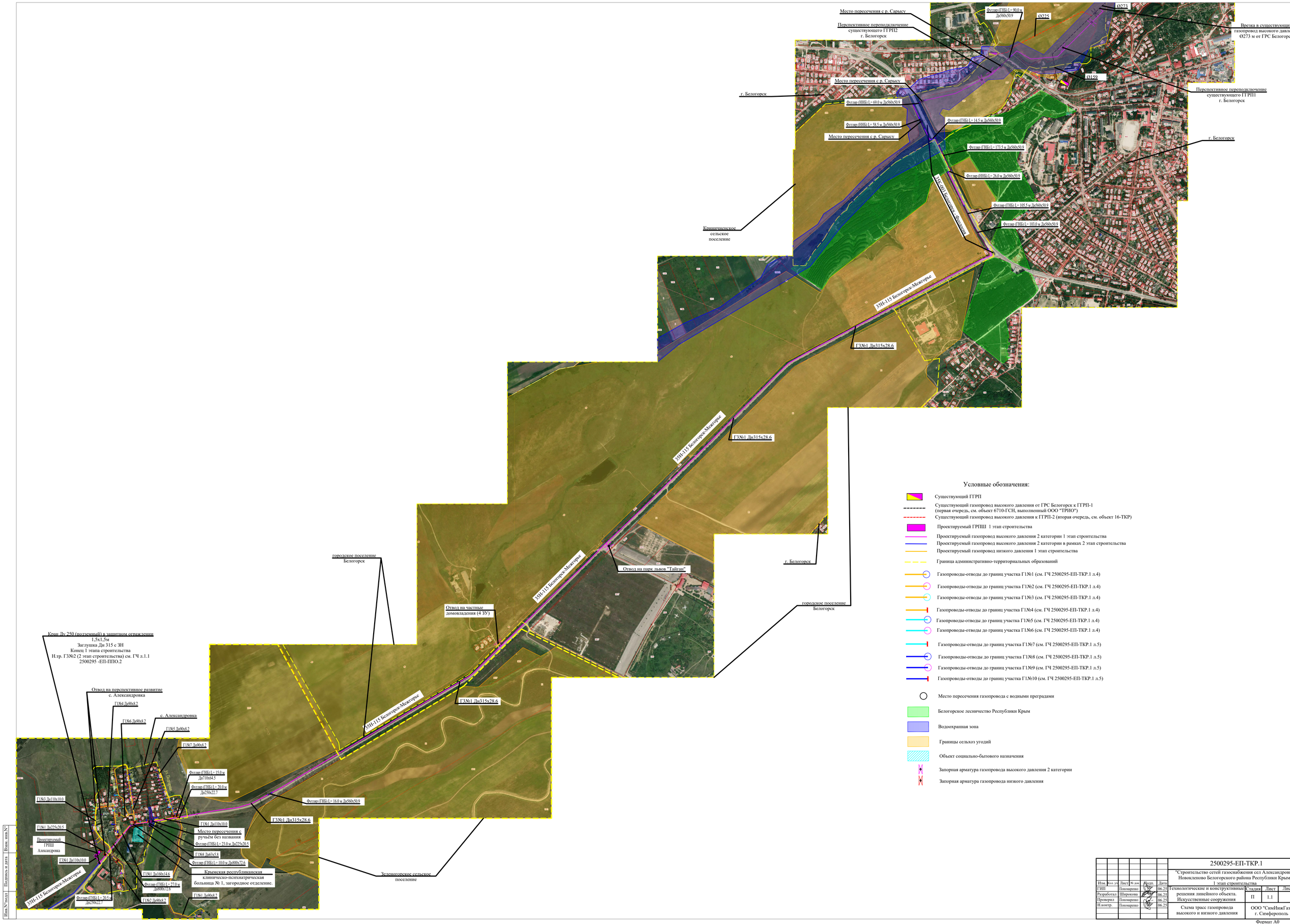
Взам. инв.N°

Подпись и дата

Инв.N°подл

Изм.	Кол. уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2500295-ЕП-ТКР.1			
						"Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым" 1 этап строительства			
ГИП		Пономаренко			06.25	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Широкова			06.25		П	1	
Проверил		Пономаренко			06.25				
Н.контр.		Пономаренко			06.25	Ведомость графических документов	ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь		

Формат А3



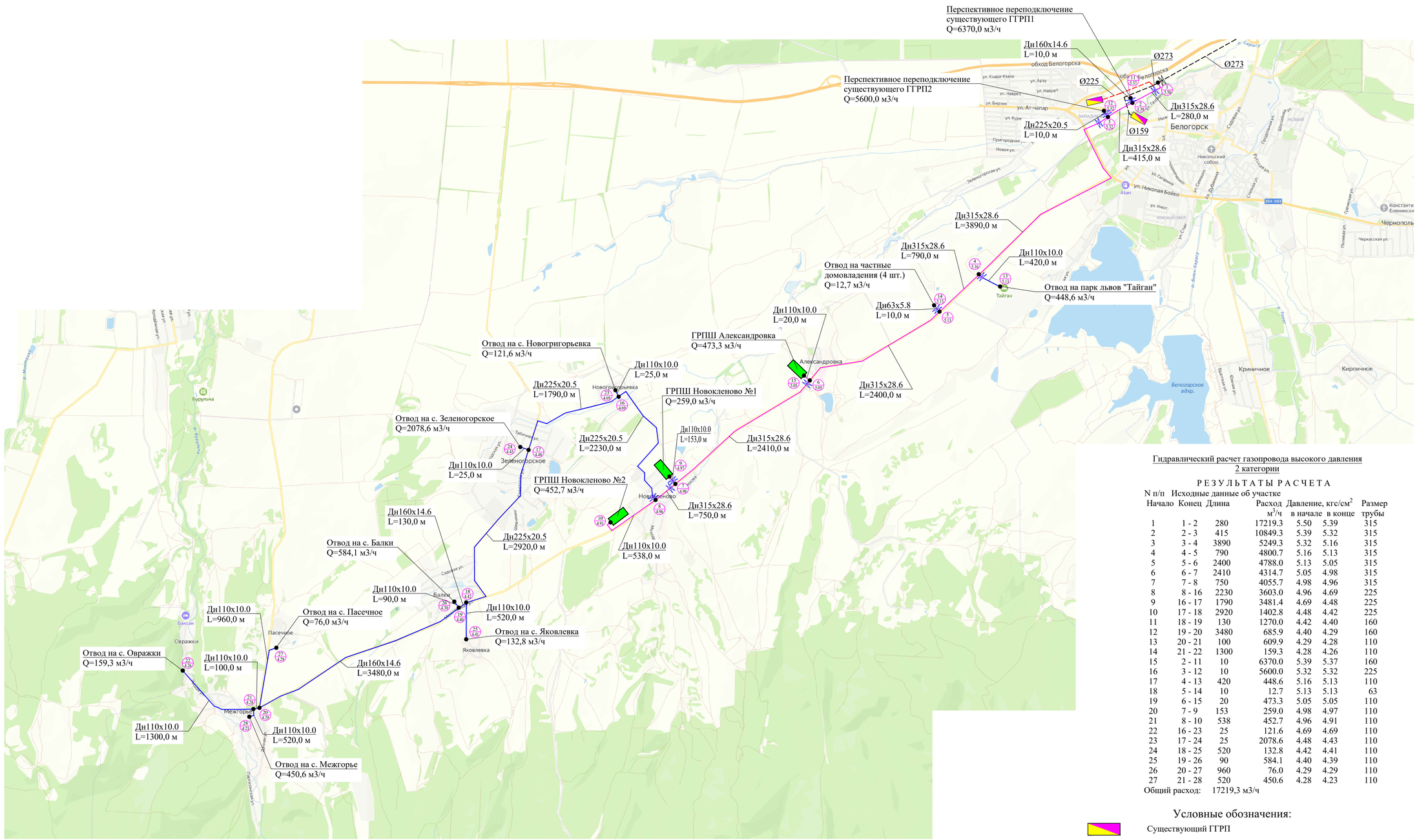
Условные обозначения:

- Существующий ГГРП
- Существующий газопровод высокого давления от ГРС Белогорск к ГГРП-1 (первая очередь, см. объект 6710-ГСН, выполненный ООО "ТРИО")
- Существующий газопровод высокого давления к ГГРП-2 (вторая очередь, см. объект 16-ТКР)
- Проектируемый ГРПШ 1 этап строительства
- Проектируемый газопровод высокого давления 2 категории 1 этап строительства
- Проектируемый газопровод высокого давления 2 категории в рамках 2 этап строительства
- Проектируемый газопровод низкого давления 1 этап строительства
- Граница административно-территориальных образований
- Газопроводы-отводы до границ участка Г1№1 (см. ГЧ 2500295-ЕП-ТКР.1 л.4)
- Газопроводы-отводы до границ участка Г1№2 (см. ГЧ 2500295-ЕП-ТКР.1 л.4)
- Газопроводы-отводы до границ участка Г1№3 (см. ГЧ 2500295-ЕП-ТКР.1 л.4)
- Газопроводы-отводы до границ участка Г1№4 (см. ГЧ 2500295-ЕП-ТКР.1 л.4)
- Газопроводы-отводы до границ участка Г1№5 (см. ГЧ 2500295-ЕП-ТКР.1 л.4)
- Газопроводы-отводы до границ участка Г1№6 (см. ГЧ 2500295-ЕП-ТКР.1 л.4)
- Газопроводы-отводы до границ участка Г1№7 (см. ГЧ 2500295-ЕП-ТКР.1 л.5)
- Газопроводы-отводы до границ участка Г1№8 (см. ГЧ 2500295-ЕП-ТКР.1 л.5)
- Газопроводы-отводы до границ участка Г1№9 (см. ГЧ 2500295-ЕП-ТКР.1 л.5)
- Газопроводы-отводы до границ участка Г1№10 (см. ГЧ 2500295-ЕП-ТКР.1 л.5)
- Место пересечения газопровода с водными преградами
- Белогорское лесничество Республики Крым
- Водоохранная зона
- Границы сельхоз угодий
- Объект социально-бытового назначения
- Запорная арматура газопровода высокого давления 2 категории
- Запорная арматура газопровода низкого давления

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

							2500295-ЕП-ТКР.1
							"Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новоклененово Белогорского района Республики Крым" 1 этап строительства
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
ГИП		Пономаренко			06.25	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия: П; Лист: 1.1; Листов:
Разработал		Широкова			06.25		
Проверил		Пономаренко			06.25		
Н.контр.		Пономаренко			06.25	Схема трасс газопровода высокого и низкого давления	ООО "СпмИнжГаз" г. Симферополь

Формат А0



Гидравлический расчет газопровода высокого давления
2 категории

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

N п/п	Исходные данные об участке			Расход	Давление, кгс/см^2		Размер
	Начало	Конец	Длина	м^3/ч	в начале	в конце	трубы
1	1	- 2	280	17219.3	5.50	5.39	315
2	2	- 3	415	10849.3	5.39	5.32	315
3	3	- 4	3890	5249.3	5.32	5.16	315
4	4	- 5	790	4800.7	5.16	5.13	315
5	5	- 6	2400	4788.0	5.13	5.05	315
6	6	- 7	2410	4314.7	5.05	4.98	315
7	7	- 8	750	4055.7	4.98	4.96	315
8	8	- 16	2230	3603.0	4.96	4.69	225
9	16	- 17	1790	3481.4	4.69	4.48	225
10	17	- 18	2920	1402.8	4.48	4.42	225
11	18	- 19	130	1270.0	4.42	4.40	160
12	19	- 20	3480	685.9	4.40	4.29	160
13	20	- 21	100	609.9	4.29	4.28	110
14	21	- 22	1300	159.3	4.28	4.26	110
15	2	- 11	10	6370.0	5.39	5.37	160
16	3	- 12	10	5600.0	5.32	5.32	225
17	4	- 13	420	448.6	5.16	5.13	110
18	5	- 14	10	12.7	5.13	5.13	63
19	6	- 15	20	473.3	5.05	5.05	110
20	7	- 9	153	259.0	4.98	4.97	110
21	8	- 10	538	452.7	4.96	4.91	110
22	16	- 23	25	121.6	4.69	4.69	110
23	17	- 24	25	2078.6	4.48	4.43	110
24	18	- 25	520	132.8	4.42	4.41	110
25	19	- 26	90	584.1	4.40	4.39	110
26	20	- 27	960	76.0	4.29	4.29	110
27	21	- 28	520	450.6	4.28	4.23	110

Общий расход: 17219,3 м3/ч

Условные обозначения:

- Существующий ГГРП
- Существующий газопровод высокого давления от ГРС Белогорск к ГГРП-1 (первая очередь, см. объект 6710-ГСН, выполненный ООО "ТРИО")
- Существующий газопровод высокого давления к ГГРП-2 (вторая очередь, см. объект 16-ТКР)
- Проектируемый газопровод высокого давления 2 категории
- Перспективный газопровод высокого давления 2 категории
- Проектируемый ГРПШ
- Проектируемая запорная арматура (кран)
- Номер расчетной точки (для газопровода высокого давления) / Абсолютное давление в расчетной точке, кгс/см2 (пример: 1 / 5.50)
- Q - расчетный максимальный часовой расход газа на участке, м3/ч.
- L= 280,0 - длина участка, м.
- Дн315х28.6 - наружный диаметр газопровода х толщина стенки трубы, мм

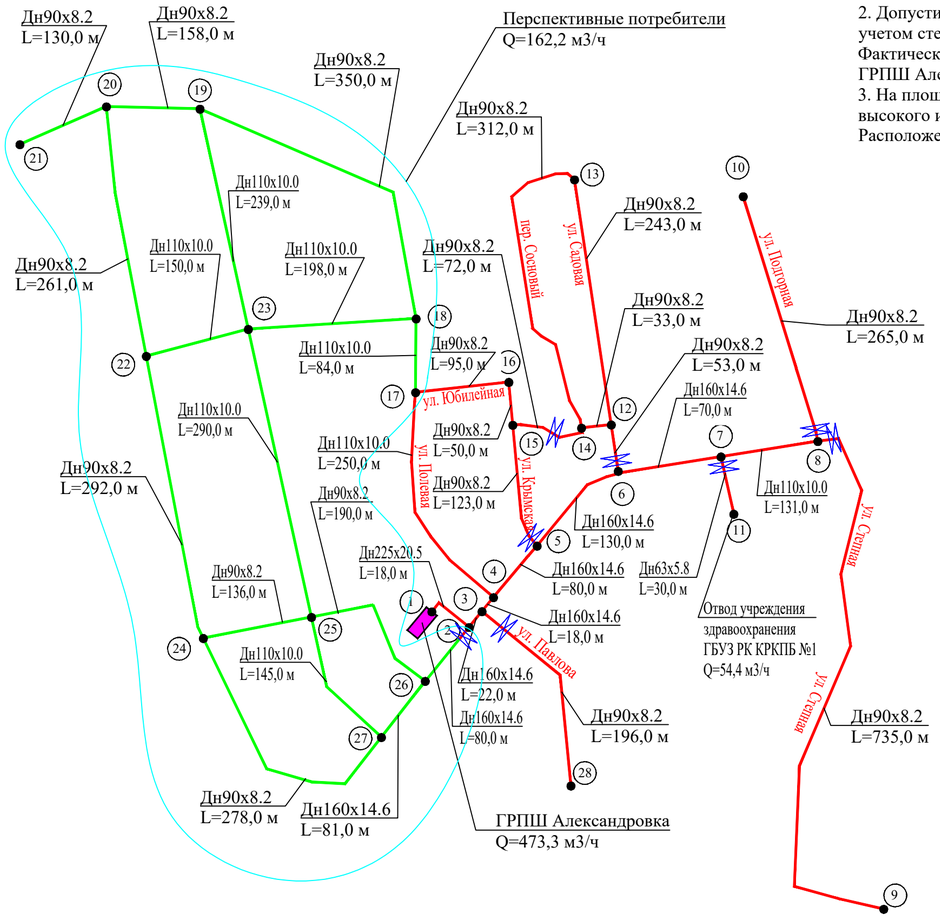
1. Значение общего расхода 17219,3 м3/ч, из них:
- Расход газа для 1 этапа строительства с. Александровка 473,3 м3/ч;
- Расход газа на потребителей в границах г. Белогорск ул. Лавандовая 12,7м3/ч;
- Расход газа на парк львов "Тайган" 448,6 м3/ч;
- Расход газа на перспективное переподключение существующего ГГРП1 6370,0 м3/ч;
- Расход газа на перспективное переподключение существующего ГГРП2 5600,0 м3/ч;
- Расход газа для 2 этапа строительства с. Новокленово 711,7 м3/ч;
- Расход газа на перспективную газификацию населенных пунктов Зеленогорского сельского поселения 3603,0 м3/ч.
2. Допустимая скорость движения газа для газопровода высокого давления принята не более 25 м/с, для газопровода низкого давления не более 7 м/с, с учетом степени шума, создаваемого движением газа.
Фактическая скорость в точках:
ГРПШ Александровка подводящий (т. 15) 13,53м/с, отводящий (т.1) 3,14м/с;
ГРПШ Новокленово №1 подводящий (т. 9) 7,52м/с, отводящий (т.1) 4,48м/с;
ГРПШ Новокленово №2 подводящий (т. 10) 13,3м/с; отводящий (т.10) 2,86м/с;
3. На площадках ГРПШ предусмотрена установка запорной арматуры на газопроводе высокого и низкого давления.
Расположение см. ГЧ тома 2500295-ЕП-ТКР.1 л. 17, 2500295-ЕП-ТКР.2 л. 14,17

Спецификация материалов проектируемого газопровода		
№п/п	Диаметр, мм	Протяженность, м
1	Ø 315	10935,0
2	Ø 225	1,5
3	Ø 160	1,5
4	Ø 110	712,5
5	Ø 63	1,5
		Σ = 1165,2

						2500295-ЕП-ТКР	
						"Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым"	
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
ГИП		Пономаренко			08.25	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия: П; Лист: 2; Листов:
Разработал		Широкова			08.25		
Проверил		Самсонов			08.25		
Н.контр.		Пономаренко			08.25	Гидравлический расчет газопровода высокого давления	ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь

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

Формат А1



1. Значение общего расхода с. Александровка 473,3 м3/ч, из них:
- Учреждение здравоохранения ГБУЗ РК КРКПБ №1 Q=54,4 м3/ч;
- Расход газа на перспективных потребителей -162,2 м3/ч;
- На частные домовладения - 159,8 м3/ч;
- На частные домовладения 2-3 владельца (в количестве 29 шт.) 55,1 м3/ч;
- На 3 многоквартирных жилых дома (18 квартир) 41,8 м3/ч;
2. Допустимая скорость движения газа для газопровода низкого давления не более 7 м/с, с учетом степени шума, создаваемого движением газа.
Фактическая скорость в точках:
ГРПШ Александровка подводящий (т. 15) 13,53м/с, отводящий (т.1) 3,14м/с;
3. На площадках ГРПШ предусмотрена установка запорной арматуры на газопроводе высокого и низкого давления.
Расположение см. ГЧ тома 2500295-ЕП-ТКР.1 л. 17

Спецификация материалов проектируемого газопровода		
№п/п	Диаметр, мм	Протяженность, м
1	Ø 225	18,0
2	Ø 160	320,0
3	Ø 110	381,0
4	Ø 90	2177,0
5	Ø 63	30,0
		Σ = 2926,0

Условные обозначения:

Проектируемый газопровод низкого давления

Перспективный газопровод низкого давления

Проектируемый ГРПШ

Проектируемая запорная арматура (кран)

Номер расчетной точки (для газопровода низкого давления)

L= 18,0 - длина участка, м.

Дн225х20.5 - наружный диаметр газопровода х толщина стенки трубы, мм

Гидравлический расчет газопровода низкого давления

Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А

N п/п	Исходные данные об участке		Расход	Давление, мм. вод.ст		Размер
Начало	Конец	Длина	м3/ч	в начале	в конце	трубы
1	1 - 2	18	473.3	270.00	267.83	225
2	2 - 3	22	354.0	267.83	259.46	160
3	3 - 4	18	323.3	259.46	253.67	160
4	4 - 5	80	236.1	253.67	239.23	160
5	5 - 6	130	186.6	239.23	223.97	160
6	6 - 7	70	150.2	223.97	218.42	160
7	7 - 8	131	84.4	218.42	195.82	110
8	8 - 9	735	8.1	195.82	190.76	90
9	8 - 10	265	29.0	195.82	183.02	90
10	7 - 11	30	54.4	218.42	182.06	63
11	6 - 12	53	31.2	223.97	219.94	90
12	12 - 13	243	15.3	219.94	214.75	90
13	13 - 14	312	-12.9	214.75	219.72	90
14	14 - 12	33	-7.9	219.72	219.94	90
15	14 - 15	72	-29.4	219.72	224.65	90
16	5 - 15	123	39.9	239.23	224.65	90
17	15 - 16	50	-0.1	224.65	224.71	90
18	16 - 17	95	-2.2	224.71	224.78	90
19	17 - 4	250	-67.7	224.78	253.67	110
20	3 - 28	196	15.3	259.46	255.24	90
21	2 - 26	80	117.8	267.83	263.65	160
22	26 - 25	190	31.2	263.65	249.19	90
23	25 - 27	145	-55.5	249.19	261.19	110
24	27 - 26	81	-88.1	261.19	263.65	160
25	27 - 24	278	26.0	261.19	245.52	90
26	24 - 25	136	-17.4	245.52	249.19	90
27	25 - 23	290	62.4	249.19	220.24	110
28	24 - 22	292	34.6	245.52	218.83	90
29	22 - 23	150	-18.1	218.83	220.24	110
30	23 - 18	198	3.7	220.24	220.22	110
31	18 - 17	84	-44.4	220.22	224.78	110
32	18 - 19	350	18.8	220.22	209.60	90
33	19 - 20	158	23.0	209.60	202.83	90
34	20 - 21	130	10.2	202.83	201.48	90
35	20 - 22	261	-27.6	202.83	218.83	90
36	19 - 23	239	-39.8	209.60	220.24	110

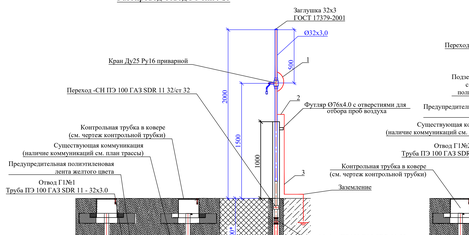
Общий расход: 473,3 м3/ч

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2500295-ЕП-ТКР.1			
						"Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым" 1 этап строительства			
ГИП		Пономаренко			10.25	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Широкова			10.25		П	3	
Проверил		Самсонов			10.25				
Н.контр.		Пономаренко			10.25	Гидравлический расчет газопровода низкого давления	ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь		

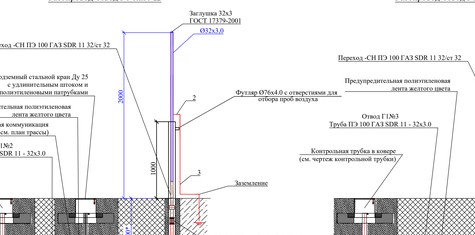
Взам. инв.№ | Подпись и дата | Инв.№ подл

Формат А4х3

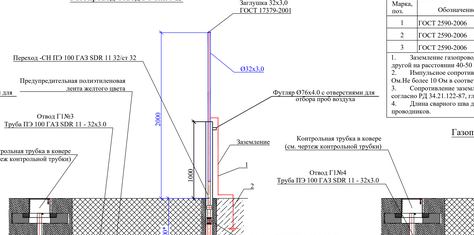
Газопровод-отвод Г1 тип №1



Газопровод-отвод Г1 тип №2



Газопровод-отвод Г1 тип №3

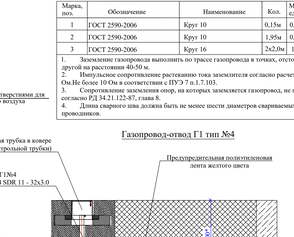


СПЕЦИФИКАЦИЯ УЗЛА ЗАЗЕМЛЕНИЯ

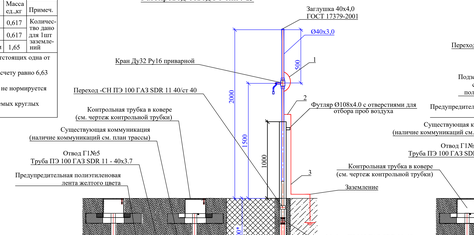
Марка, поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг	Примеч.
1	ГОСТ 2590-2006	Круг 10	0,15м	0,617	Количество дано для 1шт заземлений
2	ГОСТ 2590-2006	Круг 10	1,95м	0,617	
3	ГОСТ 2590-2006	Круг 16	2х2,0м	1,65	

1. Заземление газопровода выполнить по трассе газопровода в точках, отстоящих одна от другой на расстоянии 40-50 м.
2. Импульсное сопротивление растеканию тока заземлителя согласно расчету равно 6,63 Ом.Не более 10 Ом в соответствии с ПУЭ 7 п.1.7.103.
3. Сопротивление заземления опор, на которых заземляется газопровод, не нормируется согласно РД 34.21.122-87, глава 8.
4. Длина сварного шва должна быть не менее шести диаметров свариваемых круглых проводников.

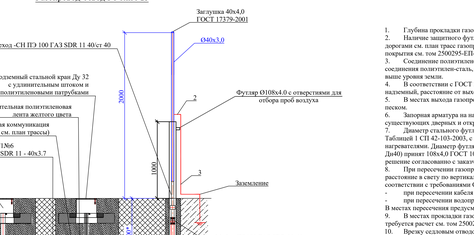
Газопровод-отвод Г1 тип №4



Газопровод-отвод Г1 тип №5



Газопровод-отвод Г1 тип №6



1. Глубина прокладки газопроводов-отводов принята не менее 1,0 м.
2. Наличие защитного футляра при прокладке газопровода-отвода под автомобильными дорогами см. план трасс газопровода. Сведения по разборке и восстановлению дорожного покрытия см. том 2500295-ЕП-ТКР.1.
3. Соединение полиэтиленовых и стальных труб выполняется с помощью неразъемного соединения полиэтилен-сталь, предусмотренного на вертикальном участке газопровода, не выше уровня земли.
4. В соответствии с ГОСТ 34715.0-2021 при переходе подземного участка газопровода в надземный, расстояние от выхода газопровода-ввода из земли до здания принято не менее 0,2 м.
5. В местах выхода газопровода из земли предусмотрена засыпка траншеи не всю глубину песком.
6. Запорная арматура на надземных газопроводах размещена на расстоянии (в радиусе) от существующих дверных и открывающихся оконных проемов не менее 0,5 м.
7. Диаметр стального футляра на выходе газопровода из земли определен в соответствии с Таблицей 1 СП 42-103-2003, с учетом возможности размещения в нем деталей с закладными термометров. Диаметр футляра на выходе газопровода из земли (газопровода-отвода Ду40) принят 108х4,0 ГОСТ 10704-91 в «усиленной» изоляции по ГОСТ 9.602-2016 данное решение согласовано с заказчиком.
8. При пересечении газопроводом-отводом существующих коммуникаций выдержать расстояние в свету по вертикали между газопроводом и пересекаемой коммуникацией (в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011*):
- при пересечении кабеля связи, электрокабеля - min 0,5 м.
- при пересечении водопровода, газопровода, канализации - min 0,2 м.

В местах пересечения предусмотрена установка контрольной трубки.
9. В местах прокладки газопроводов-вводов на обводненных участках балластировка не требуется расчет см. том 2500295-ЕП-ТКР.1.
10. Врезку седловым отводом выполнить обжиг распределительного газопровода.
11. Сведения по сохранению почвенно-растительного слоя см. том 2500295-ЕП-РЗ.
12. Проектом предусмотрено устройство песчаного основания (0,1 м) и обсыпка трубы песком (0,2 м).

Размеры уточнить при строительстве

* Газопроводы-отводы предусмотрены до границ земельных участков жилых домов, в том числе жилых многоквартирных домов, объектов социально-культурного назначения и бюджетной сферы

$L_{отв}$ - общая протяженность газопровода-отвода (см. план трасс газопроводов);

L_1 - расстояние от начала газопровода-отвода до коммутации (см. план трасс газопроводов);

L_2 - расстояние от начала газопровода-отвода до крана (см. план трасс газопроводов).

Местный грунт

Грунт обратной засыпки (местный грунт без скальных включений)

Песок

						2500295-ЕП-ТКР.1	
						"Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новоклепинино Белогорского района Республики Крым" I этап строительства	
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
ГИП		Пономарев			10.25	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия: П / Лист: 4 / Листов:
Разработал		Шпаренко			10.25		
Проверил		Самсонов			10.25		
Н.контр.		Пономарев			10.25	Газопроводы-отводы Г1N1 - Г1N6 М 1:20	ООО "СоюзНефтеГаз" г. Симферополь

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

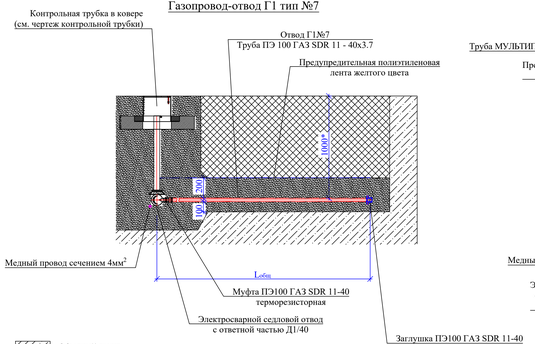
Формат А4х8

СПЕЦИФИКАЦИЯ УЗЛА ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Марка, поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг	Примеч.
1	ГОСТ 2590-2006	Круг 10	0,15м	0,617	Количество дано для 1шт заземлений
2	ГОСТ 2590-2006	Круг 10	1,95м	0,617	
3	ГОСТ 2590-2006	Круг 16	2х2,0м	1,65	

1. Заземление газопровода выполнить по трассе газопровода в точках, отстоящих одна от другой на расстоянии 40-50 м.
2. Импульсное сопротивление растеканию тока заземлителя согласно расчету равно 6,63 Ом.Не более 10 Ом в соответствии с ПУЭ 7 п.1.7.103.
3. Сопротивление заземления опор, на которых заземляется газопровод, не нормируется согласно РД 34.21.122-87, глава 8.
4. Длина сварного шва должна быть не менее шести диаметров свариваемых круглых проводников.

Газопровод-отвод Г1 тип №7

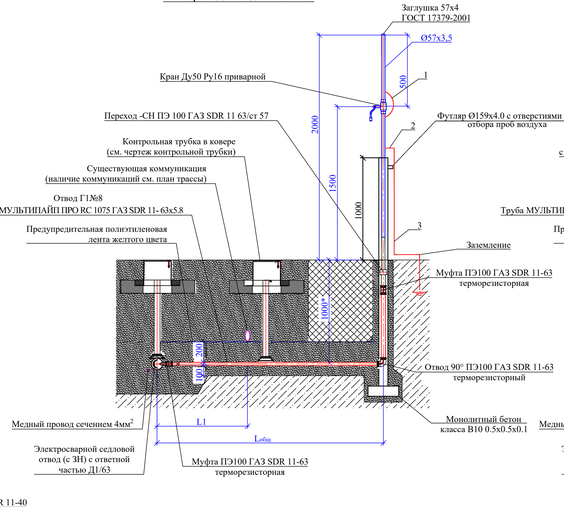


Местный грунт

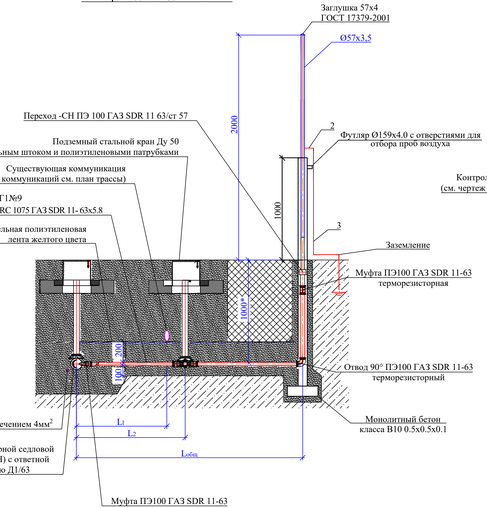
Грунт обратной засыпки (местный грунт без скальных включений)

Песок

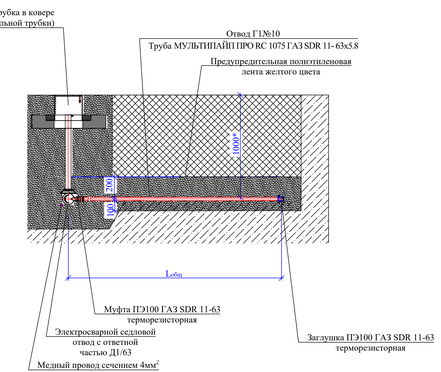
Газопровод-отвод Г1 тип №8



Газопровод-отвод Г1 тип №9



Газопровод-отвод Г1 тип №10



1. Глубина прокладки газопроводов-отводов принята не менее 1,0 м.
2. Наличие защитного футляра при прокладке газопровода-отвода под автомобильными дорогами см. план трасс газопроводов. Сведения по разборке и восстановлению дорожного покрытия см. том 2500295-ЕП-ТКР.1.
3. Соединение полиэтиленовых и стальных труб выполняется с помощью неразъемного соединения полиэтилен-сталь, предусмотренного на вертикальном участке газопровода, не выше уровня земли.
4. В соответствии с ГОСТ 34715.0-2021 при переходе подземного участка газопровода в надземный, расстояние от выхода газопровода-ввода из земли до здания принято не менее 0,2 м.
5. В местах выхода газопровода из земли предусмотрена засыпка траншеи на всю глубину песком.
6. Запорная арматура на надземных газопроводах размещена на расстоянии (в радиусе) от существующих дверных и открывающихся оконных проемов не менее 0,5 м.
7. Диаметр стального футляра на выходе газопровода из земли определен в соответствии с Таблицей 1 СП 42-103-2003, с учетом возможности размещения в нем деталей с закладными нагревателями. Диаметр футляра на выходах газопровода из земли (газопроводов-отводов Дн40) принят 108х4,0 ГОСТ 10704-91 в «усиленной» изоляции по ГОСТ 9.602-2016 данное решение согласованно с заказчиком
8. При пересечении газопроводом-отводом существующих коммуникаций выдержать расстояние в свету по вертикали между газопроводом и пересекаемой коммуникацией (в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011*):
- при пересечении кабеля связи, электрокабеля - min 0,5 м.
- при пересечении водопровода, газопровода, канализации - min 0,2 м.

В местах пересечения предусмотрена установка контрольной трубки.
9. В местах прокладки газопроводов-вводов на обводненных участках балластировка не требуется расчет см. том 2500295-ЕП-ТКР.1.
10. Врезку седловым отводом выполнять сбоку распределительного газопровода.
11. Сведения по сохранению почвенно-растительного слоя см. том 2500295-ЕП-РЗ.
12. Проектом предусмотрено устройство песчаного основания (0,1 м) и обсыпка трубы песком (0,2 м).

* Размеры уточнить при строительстве

** Газопроводы-отводы предусмотрены до границ земельных участков жилых домов, в том числе жилых многоквартирных домов, объектов социально-культурного назначения и бюджетной сферы

$L_{общ}$ - общая протяженность газопровода-отвода (см. план трасс газопроводов);

L_1 - расстояние от начала газопровода-отвода до коммуникации (см. план трасс газопроводов);

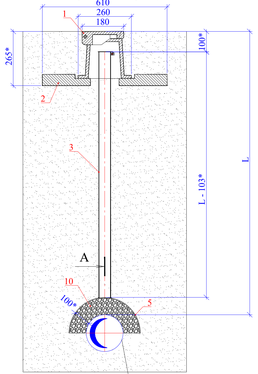
L_2 - расстояние от начала газопровода-отвода до крана (см. план трасс газопроводов).

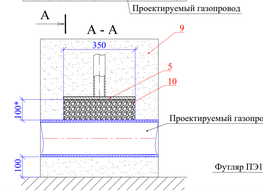
						2500295-ЕП-ТКР.1		
						"Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым" 1 этап строительства		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
ГИП		Пономарено			10.25	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Широкова			10.25		П	5	
Проверил		Самсонов			10.25				
Н.контр.		Пономарено			10.25	Газопроводы-отводы Г1№7 - Г1№10 М 1:20	ООО "СимНижГаз" г. Симферополь		

Формат А4х6

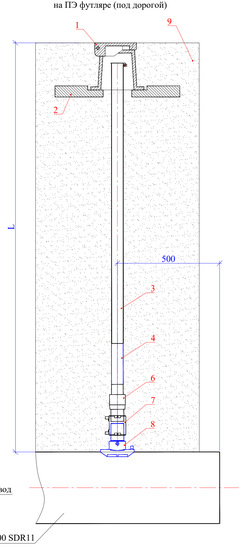
Инв.№ подл. | Подпись и дата | Взам. инв.№

Устройство контрольной трубки
на газопроводе (под дорогой)

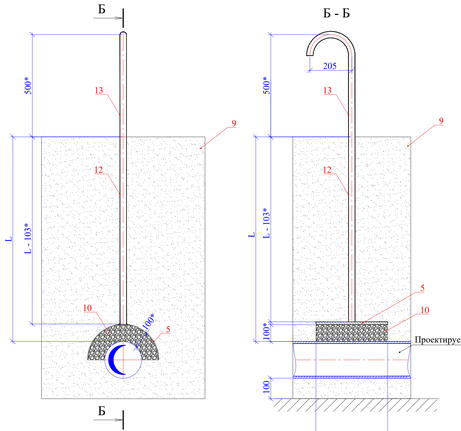




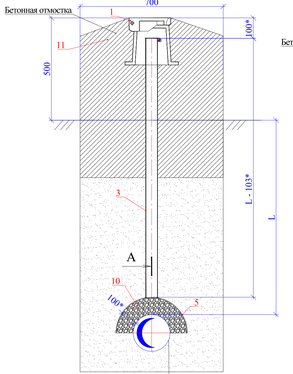
Устройство контрольной трубки
на ПЭ футляре (под дорогой)

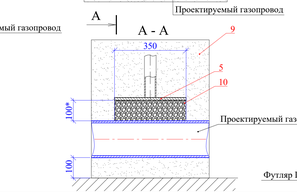


Устройство контрольной трубки
на обводненных участках,
к. т. выводится выше прогнозируемого
уровня подтопления, УВВ.

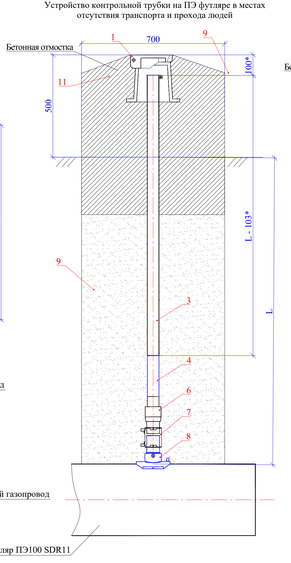


Устройство контрольной трубки на газопроводе в местах
отсутствия транспорта и прохода людей

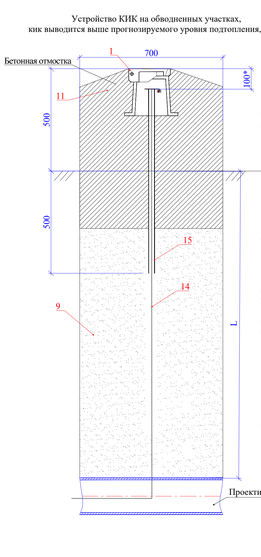




Устройство контрольной трубки на ПЭ футляре в местах
отсутствия транспорта и прохода людей



Устройство КИК на обводненных участках,
кик выводится выше прогнозируемого уровня подтопления, УВВ.



1.Тип контрольной трубки Ø57х3.5 по с.5.905-25.05 УГ 14.01.00-
принимается в зависимости от глубины L.
2. Тип кожуха по с.5.905-25.05 УГ 26.01.00- принимается в зависимости
от диаметра газопровода.
3. Коэффициент уплотнения песка принят 0,95 в соответствии с
Таблицей 7.1 СП 45.13330.2017.
* Размеры уточнить при выполнении строительно-монтажных работ.
** Определение объемов песка и щебня, расчет расхода изоляционной
ленты "Терма",грунтовки и эмали см. ведомость объемов работ.
L - глубина прокладки газопровода (до верха трубы).
4. При прокладке газопровода под проезжей частью дороги с
усовершенствованным дорожным покрытием отметки крышек колодца и
ковера должны соответствовать отметке дорожного покрытия, в местах
отсутствия проезда транспорта и прохода людей - быть не менее чем на
0,5 м выше уровня земли. При отсутствии усовершенствованного
дорожного покрытия вокруг колодцев и коверов предусматривают
устройство отмостки шириной не менее 0,7 м с уклоном 50‰,
исключающим проникновение поверхностных вод в грунт близ колодца
(ковера).
5. Диаметр контрольной трубки должен быть не менее 32 мм. Диаметр
контрольной трубки принят 57 мм для вывода под ковер и 32 мм для
контрольной трубки изогнутой на 180°.
6. При выведении контрольной трубки выше уровня земли ее конец
должен быть изогнут на 180°.
7. Ковер устанавливают на опорную железобетонную подушку.
Опорную железобетонную подушку устанавливают на грунтовое
основание, утрамбованное щебнем.
8. Перед установкой контрольной трубки газопровод обваловывают
слоем гравийно-песчаной подушки толщиной не менее 100 мм и
закрывают металлическим кожухом из листовой стали толщиной 5 мм, к
которому приваривают шкалательную трубку.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса ед., кг	Приме-чание
1	ТУ 4859-001-92182598-2013	Ковер газовый малый полимерно-песчаный	1	8,5	шт
2	ТУ 4859-001-92182598-2013	Подушка под ковер газовый малый	1	16,0	шт
3	с.5.905-25.05 УГ 14.01.00-	Контрольная трубка Ø57х3.5 в "усиленной"			
		изоляции по ГОСТ 9.602-2016	1		шт.
4	ГОСТ 10704-91	Труба Ø57х3.5 в изоляции лентой "Терма"	1	4,62	м
5	с.5.905-25.05 УГ 26.01-	Кожух	1		шт.
6	ТУ 22.21.29-062-73011750-2018	НС ПЭ/сталь SDR11 63/57	1	2,20	шт.
7	ТУ 22.21.29-048-73011750-2018	Электросварная муфта (с ЭН) SDR11 Ди63	1	0,169	шт.
8	ТУ 22.21.29-048-73011750-2018	Электросварный седловой отвод (с ЭН)			
9	ГОСТ 8736-2014	Песок для строительных работ	**		м³
10	ГОСТ 8267-93	Гравийно-песчаная подушка	**		м³
11	ГОСТ 26633-2015	Бетон класса В10.0	**		м³
12	ГОСТ 10704-91	Труба Ø32х3.0 в изоляции лентой "Терма"	1	2,15	м
13	ГОСТ 10704-91	Труба Ø32х3.0 окрашенная грунтовкой и эмалью	0,7	2,15	м
14	ГОСТ 16442-80	Медный провод ВВГ3-0,66 сеч.1х4мм² с	**	73,0	км
		двойной изоляцией			
15	ГОСТ Р 58121.2-2018	Труба ПЭ 100 ГАЗ SDR11 ø25х2,3	0,9	0,17	м

						2500295-ЕП-ТКР.1
						"Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым" I этап строительства
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения
ГИП			Пономарено		10.25	
Разработал			Широкова		10.25	
Проверил			Пономарено		10.25	
Н.контр.			Пономарено		10.25	

Стадия	Лист	Листов
П	6	

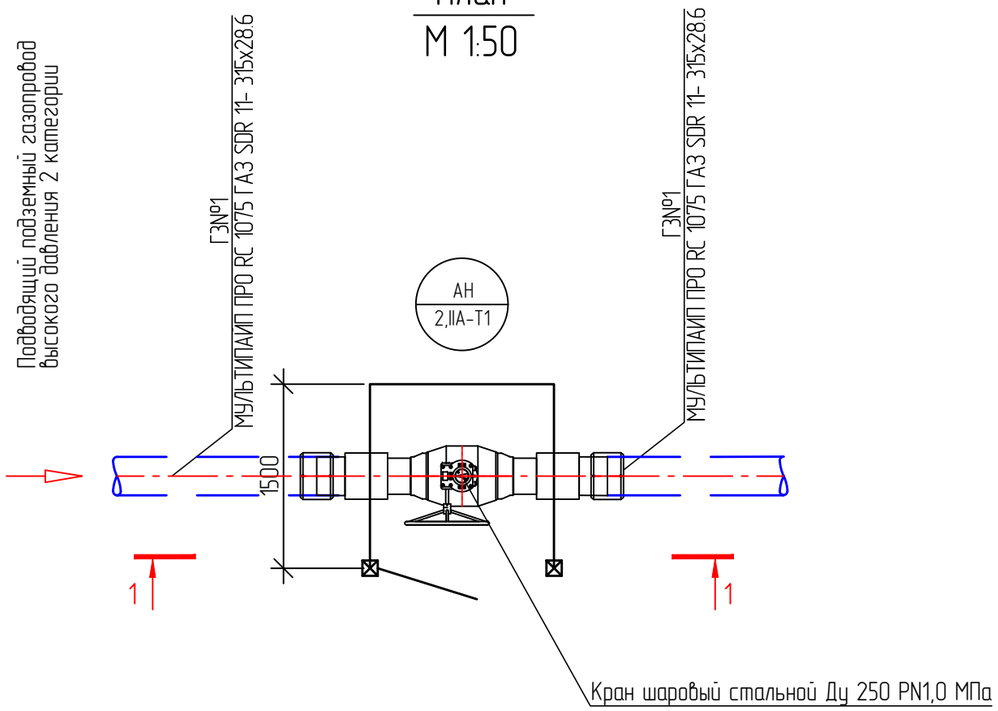
Контрольная трубка

ООО "СпецНижГаз"
г. Симферополь

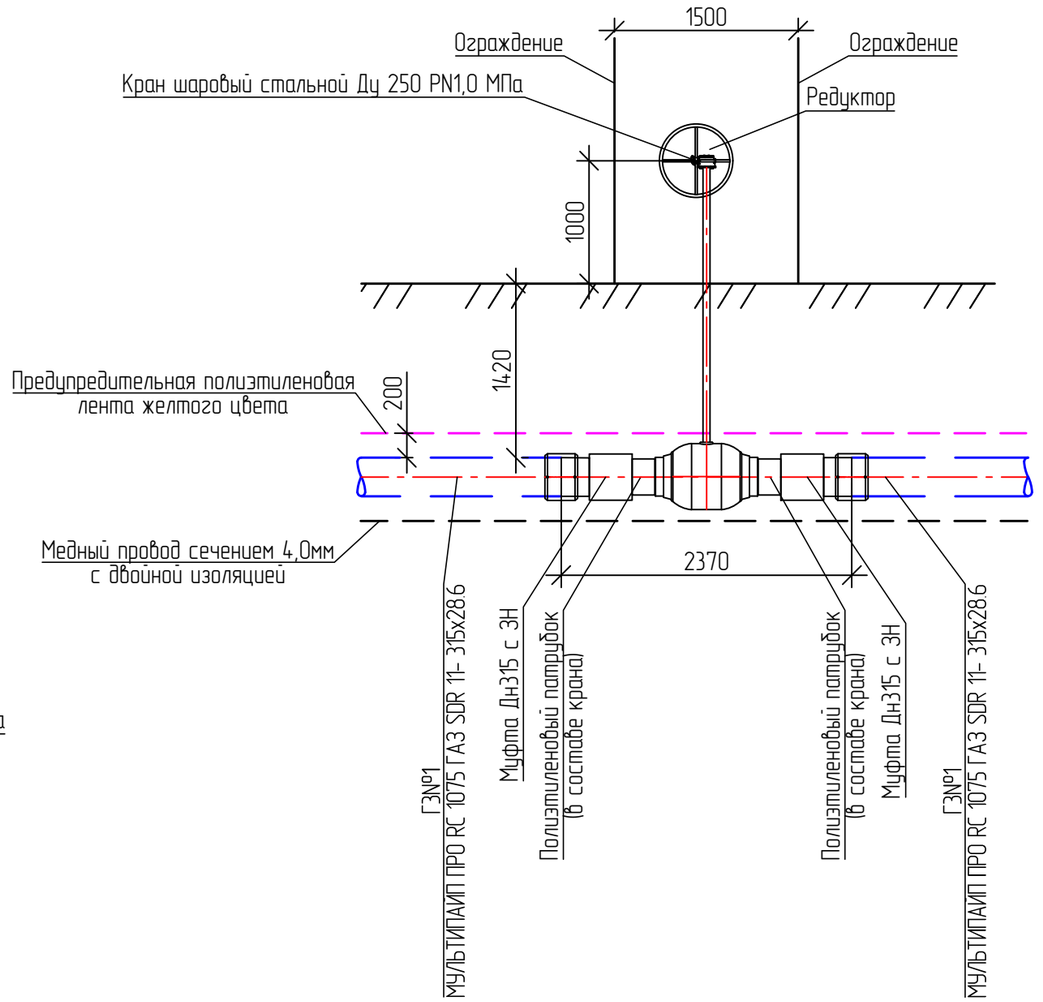
Инв.N°подл. | Подпись и дата | Взам. инв.N°

Формат А4х6

План
М 1:50



Разрез 1-1
М 1:50



Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
ГИП		Пономаренко			10.25
Разработал		Молоканов			10.25
Проверил		Федоришин			10.25
Н.контр.		Пономаренко			10.25

2500295-ЕП-ТКР.1

«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства

Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
	П	7	
Крановый узел Ду 250 По трассе ГЗ№1 ПК0+24.4, ПК8+82.3 План М 1:50. Разрез 1-1	ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь		

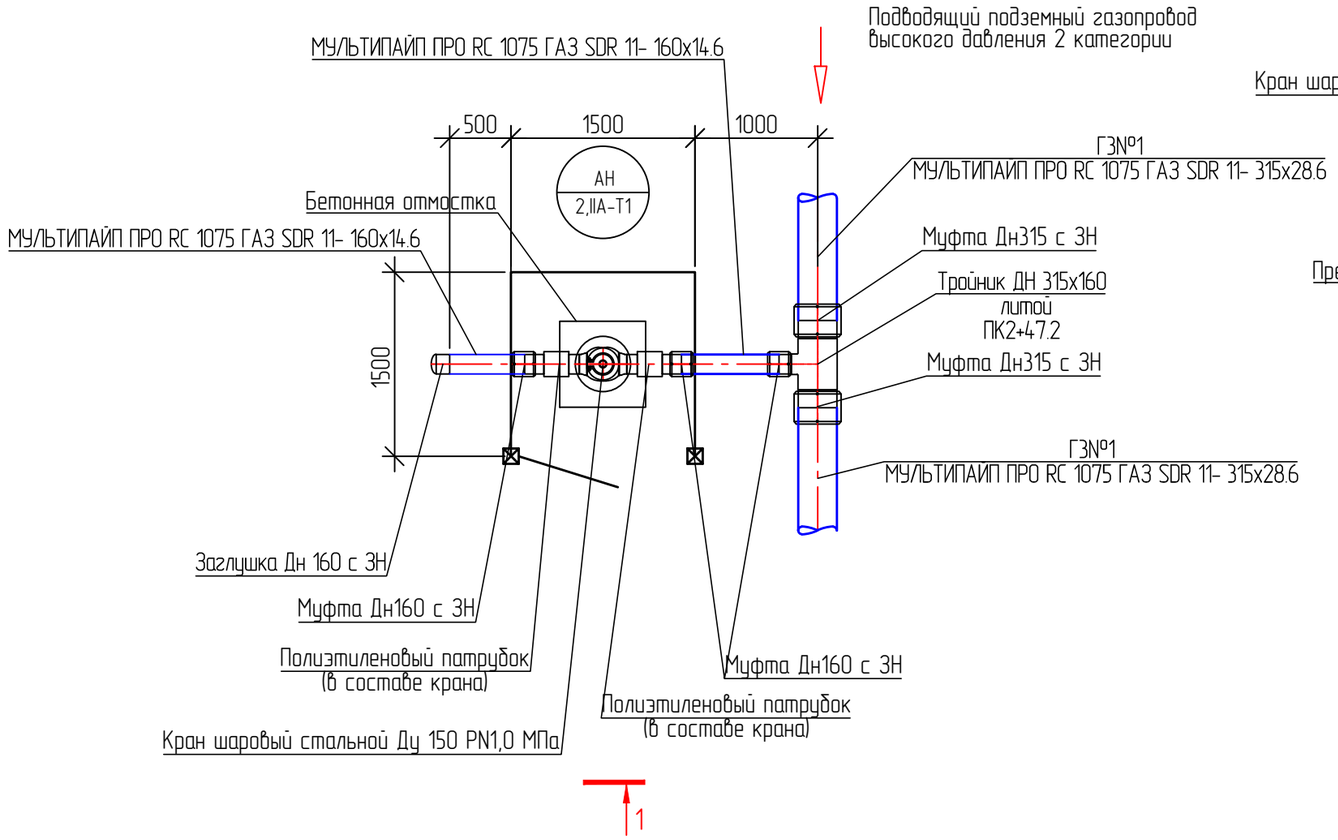
Взам. инв. №

Подп. и дата

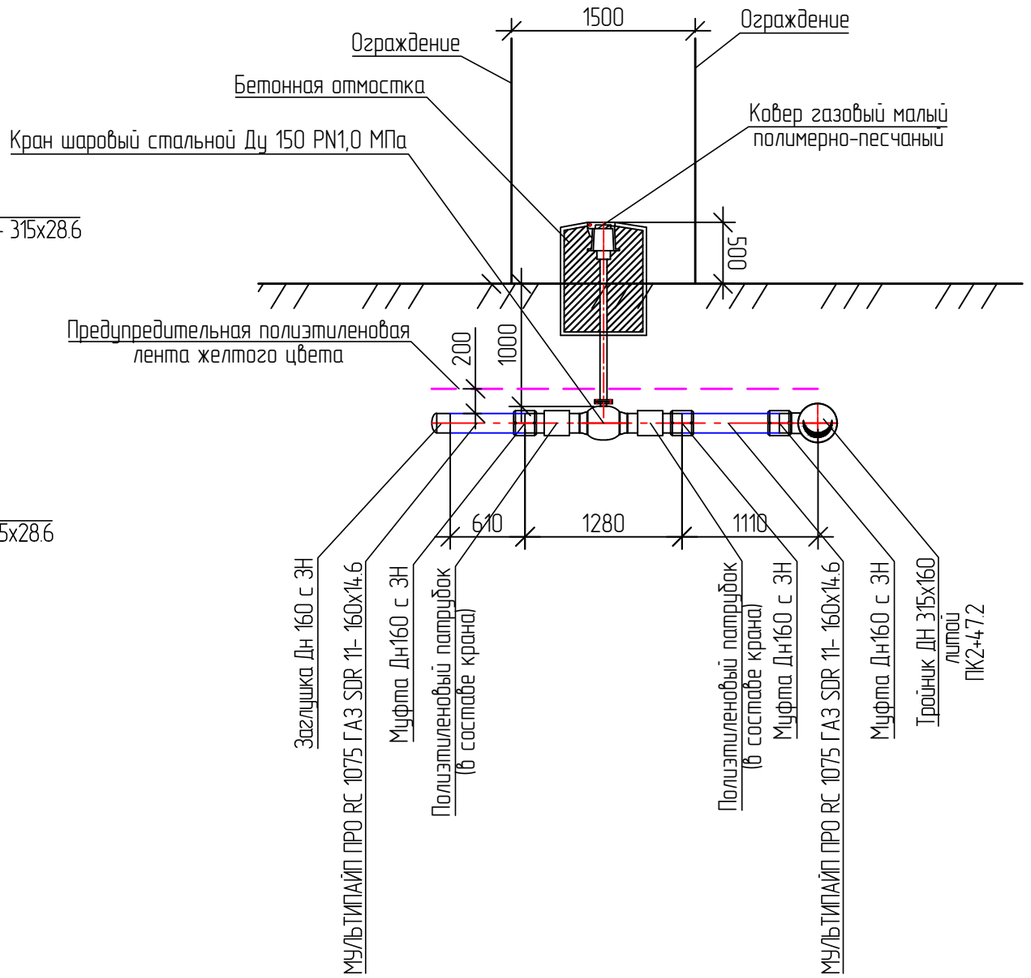
Инв. № подл.

Формат А3

План
М 1:50



Разрез 1-1
М 1:50



						2500295-ЕП-ТКР.1
						«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
ГИП		Пономаренко			10.25	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения
Разработал		Молоканов			10.25	
Проверил		Федоришин			10.25	
Н.контр.		Пономаренко			10.25	
						Крановый узел Ду 150 По трассе ГЗ№1 ПК2+47.2 План М 1:50. Разрез 1-1

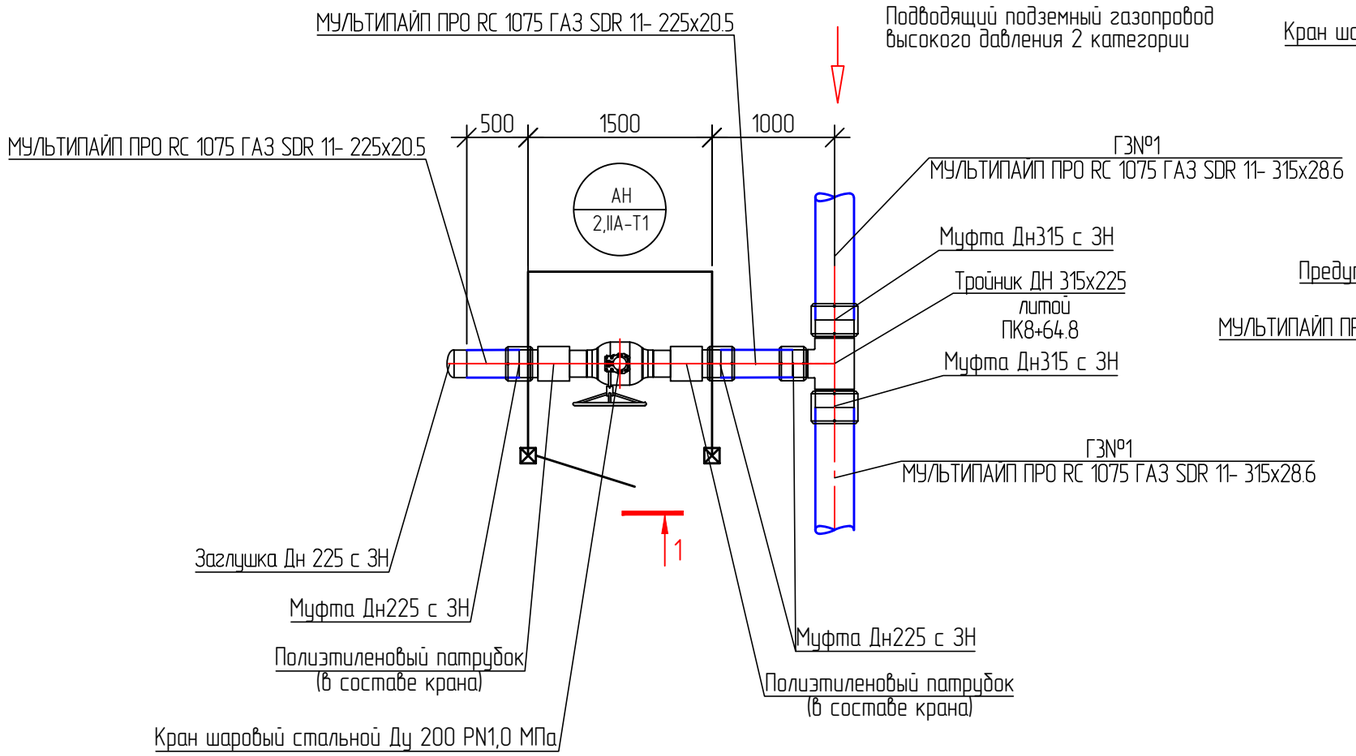
Стадия	Лист	Листов
П	8	

ООО "СимИнжГаз"
г. Симферополь

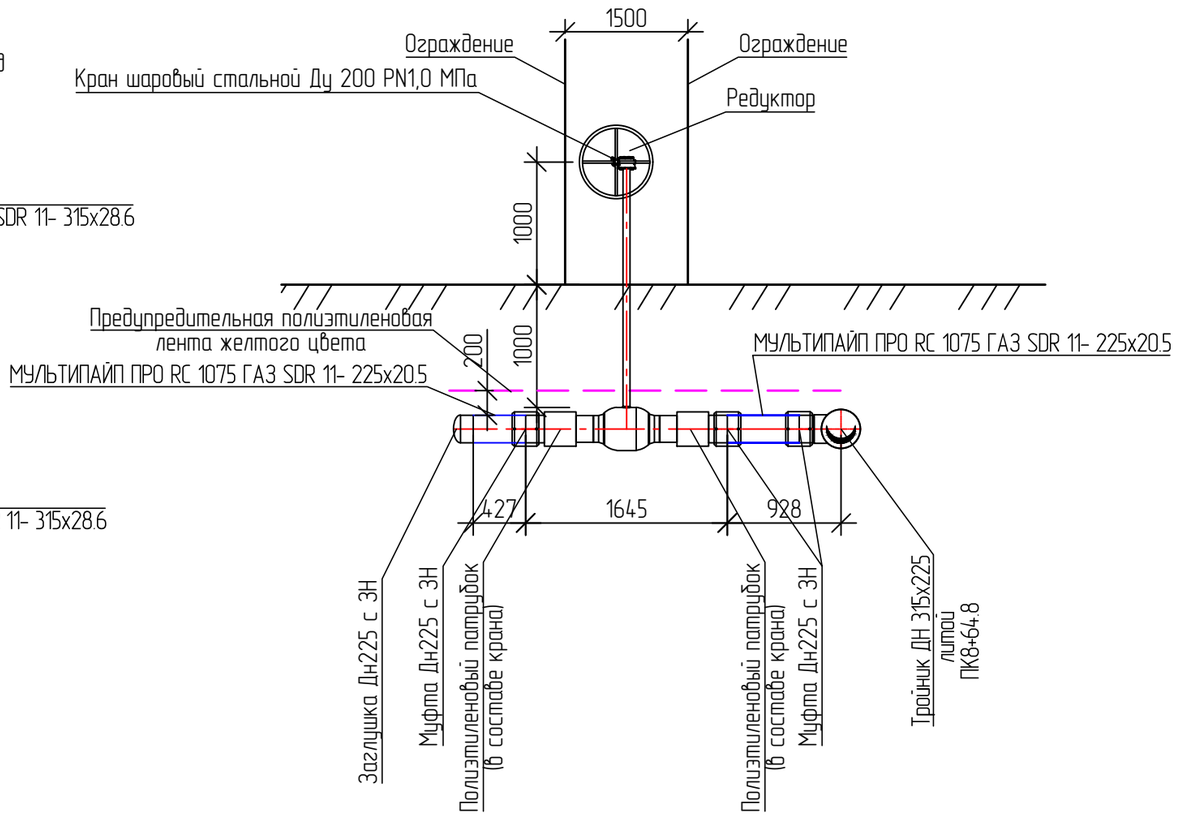
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Формат А3

План
М 1:50



Разрез 1-1
М 1:50

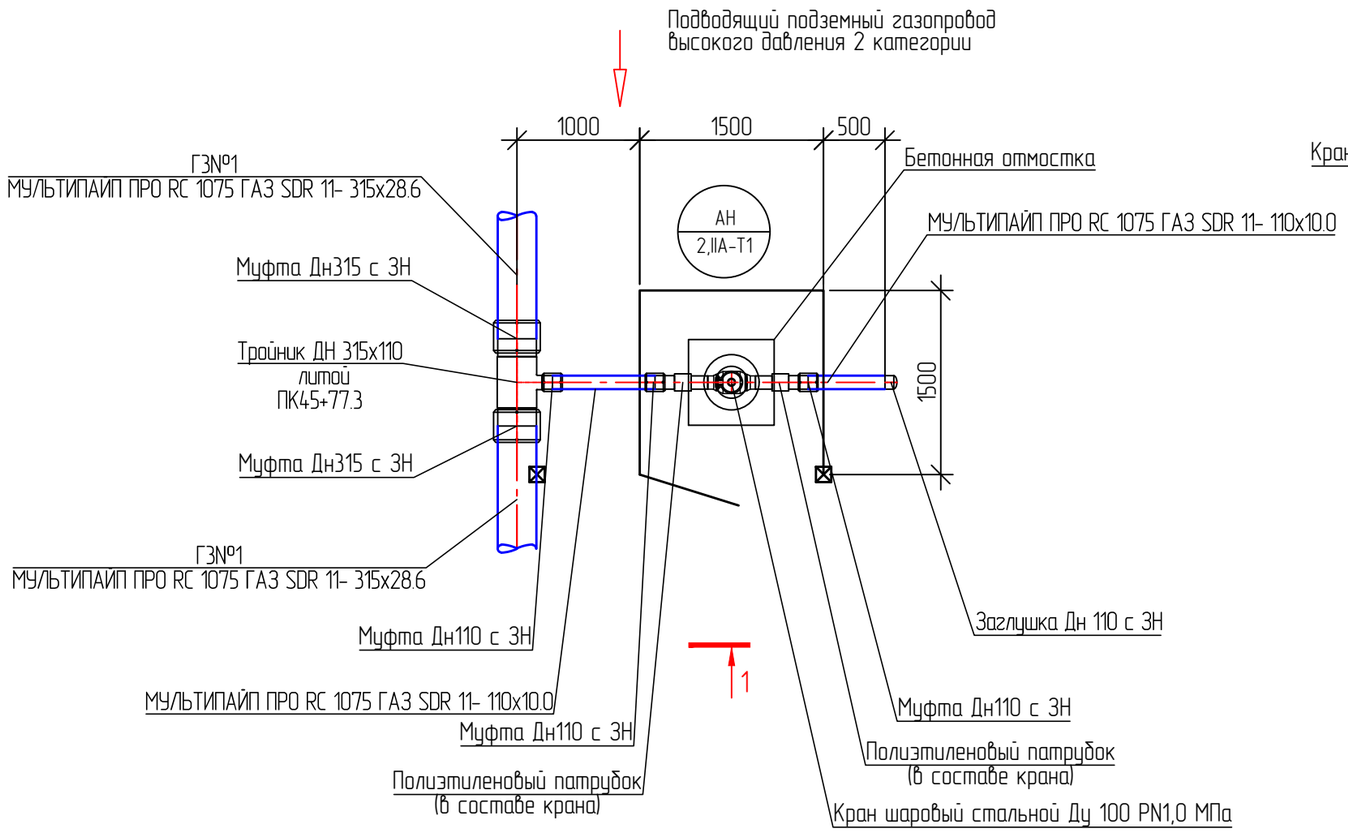


Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

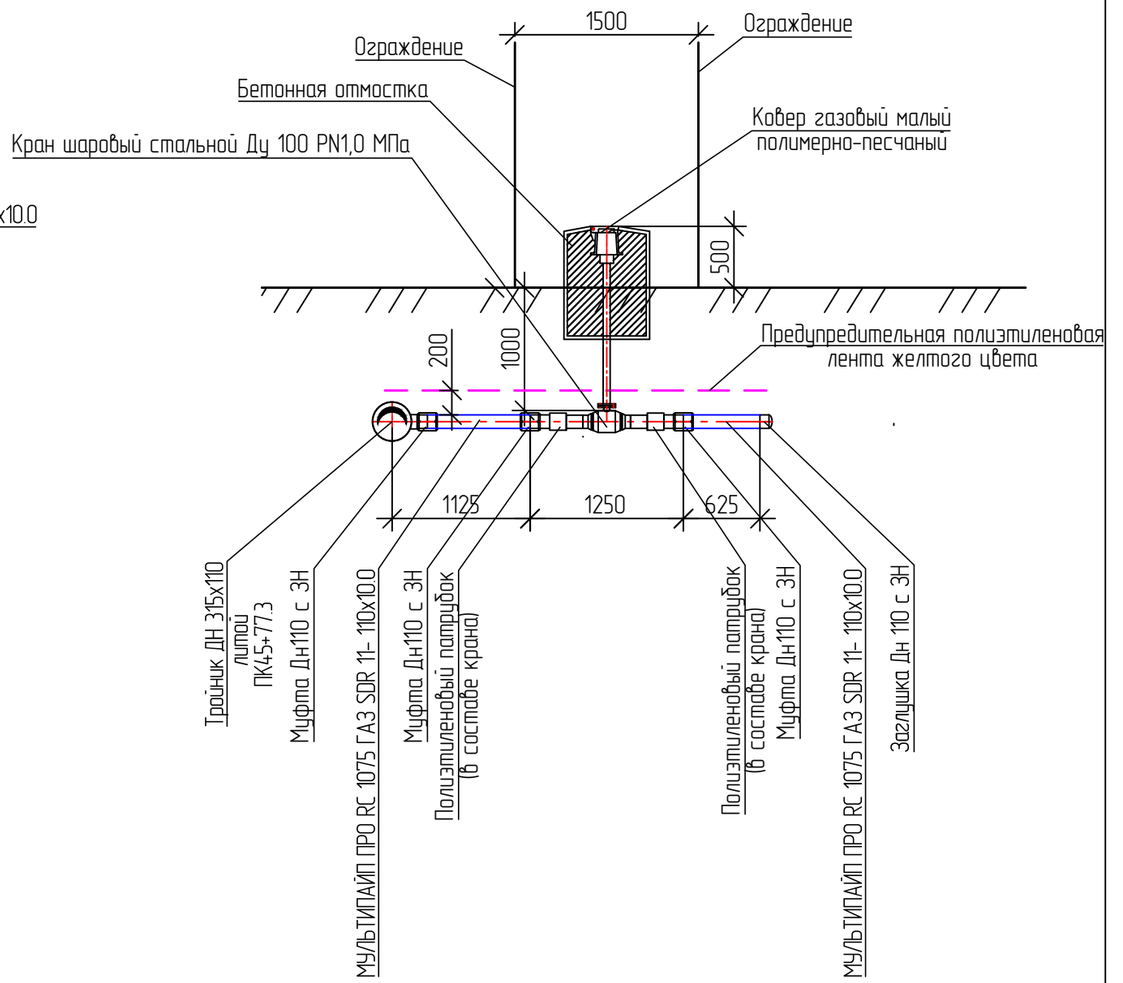
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2500295-ЕП-ТКР.1			
						«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства			
ГИП		Пономаренко			10.25	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Молоканов			10.25		П	9	
Проверил		Федоришин			10.25				
Н.контр.		Пономаренко			10.25	Крановый узел Ду 200 По трассе ГЗ№1 ПК8+64.8 План М 1:50. Разрез 1-1	ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь		

Формат А3

План
М 1:50



Разрез 1-1
М 1:50



Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
ГИП		Пономаренко			10.25
Разработал		Молоканов			10.25
Проверил		Федоришин			10.25
Н.контр.		Пономаренко			10.25

2500295-ЕП-ТКР.1

«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства

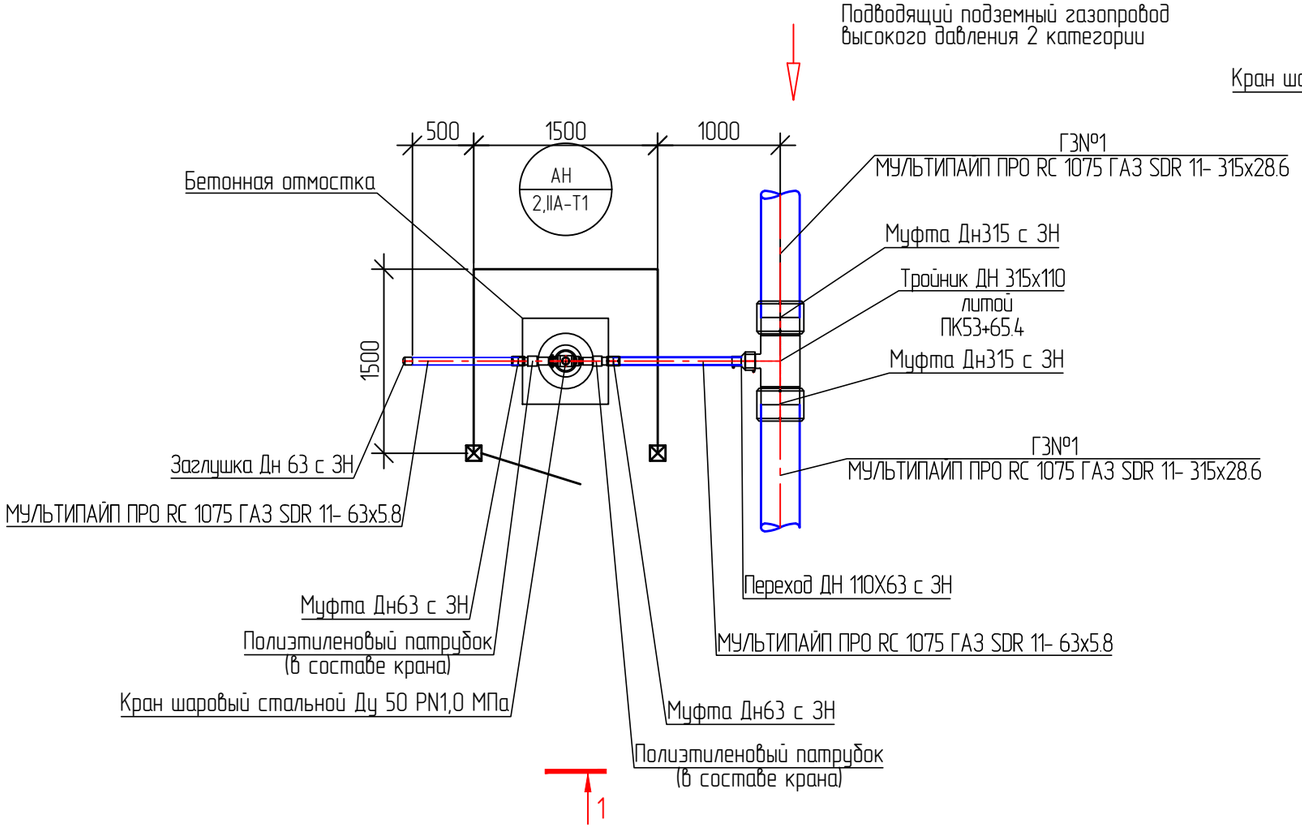
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
	П	10	

Крановый узел Ду 100
По трассе ГЗ№1 ПК45+77.3
План М 1:50. Разрез 1-1

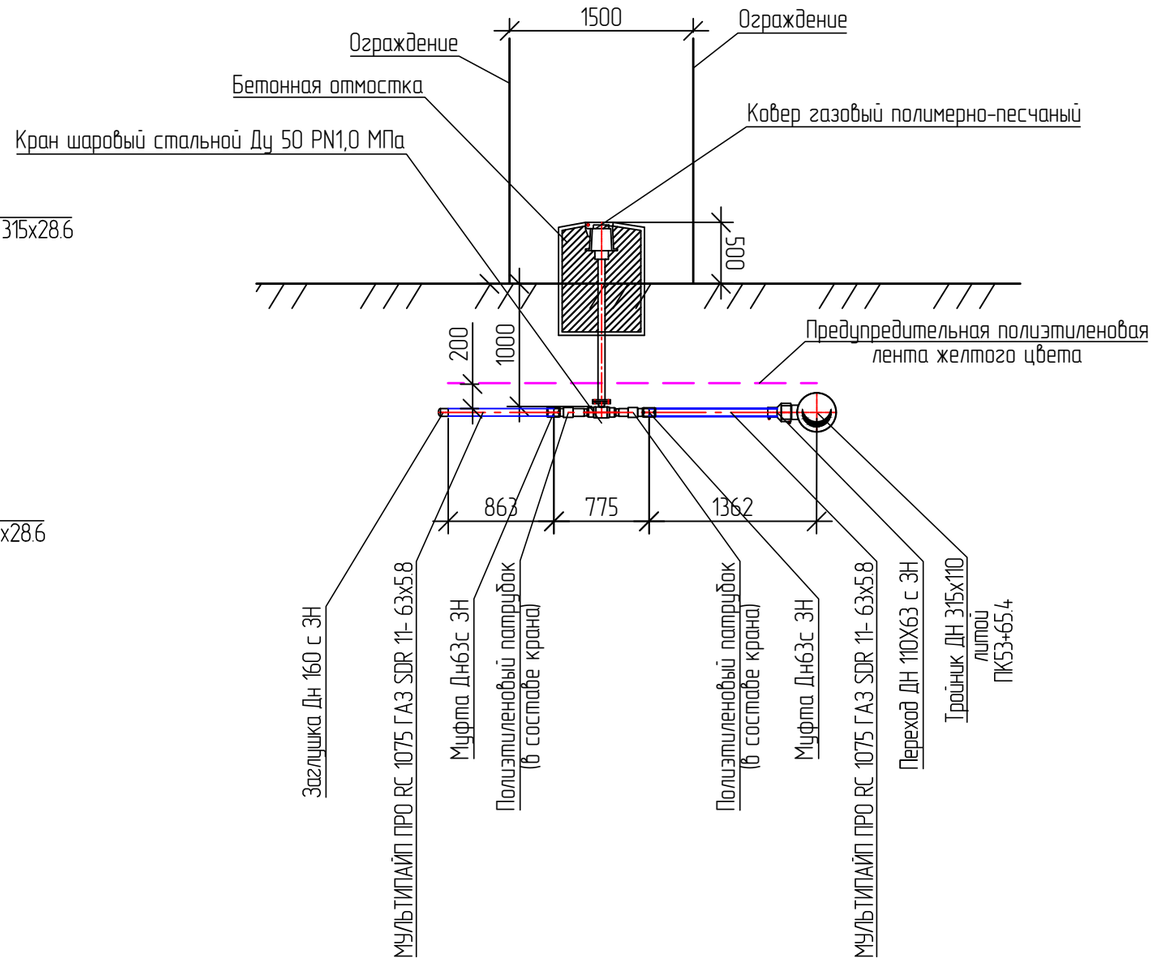
ООО "СимИнжГаз"
г. Симферополь

Формат А3

План
М 1:50



Разрез 1-1
М 1:50



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

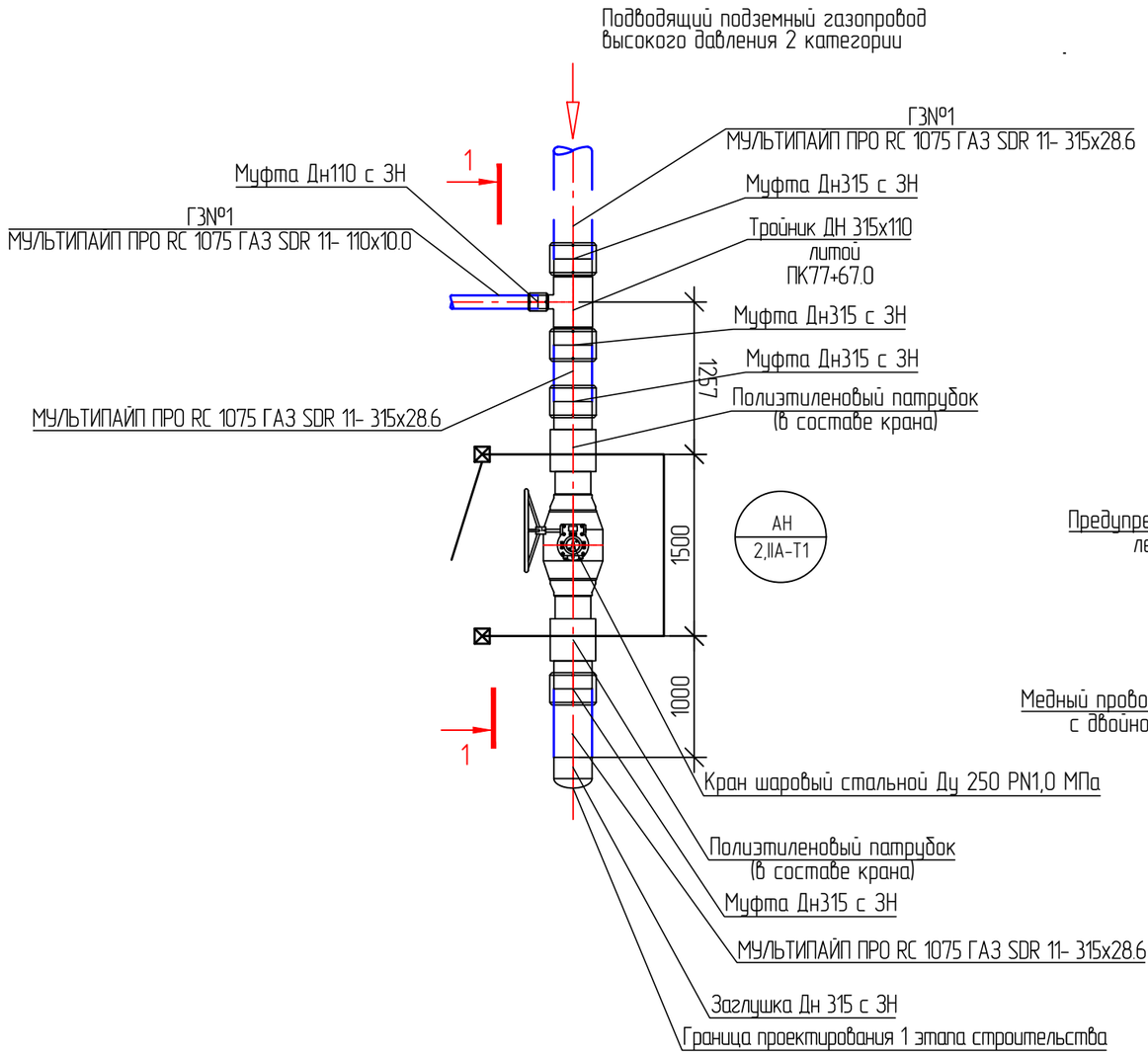
						2500295-ЕП-ТКР.1
						«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
ГИП		Пономаренко			10.25	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения
Разработал		Молоканов			10.25	
Проверил		Федоришин			10.25	
Н.контр.		Пономаренко			10.25	
						Крановый узел Ду 50 По трассе ГЗ№1 ПК53+65.4 План М 1:50. Разрез 1-1

Стадия	Лист	Листов
П	11	

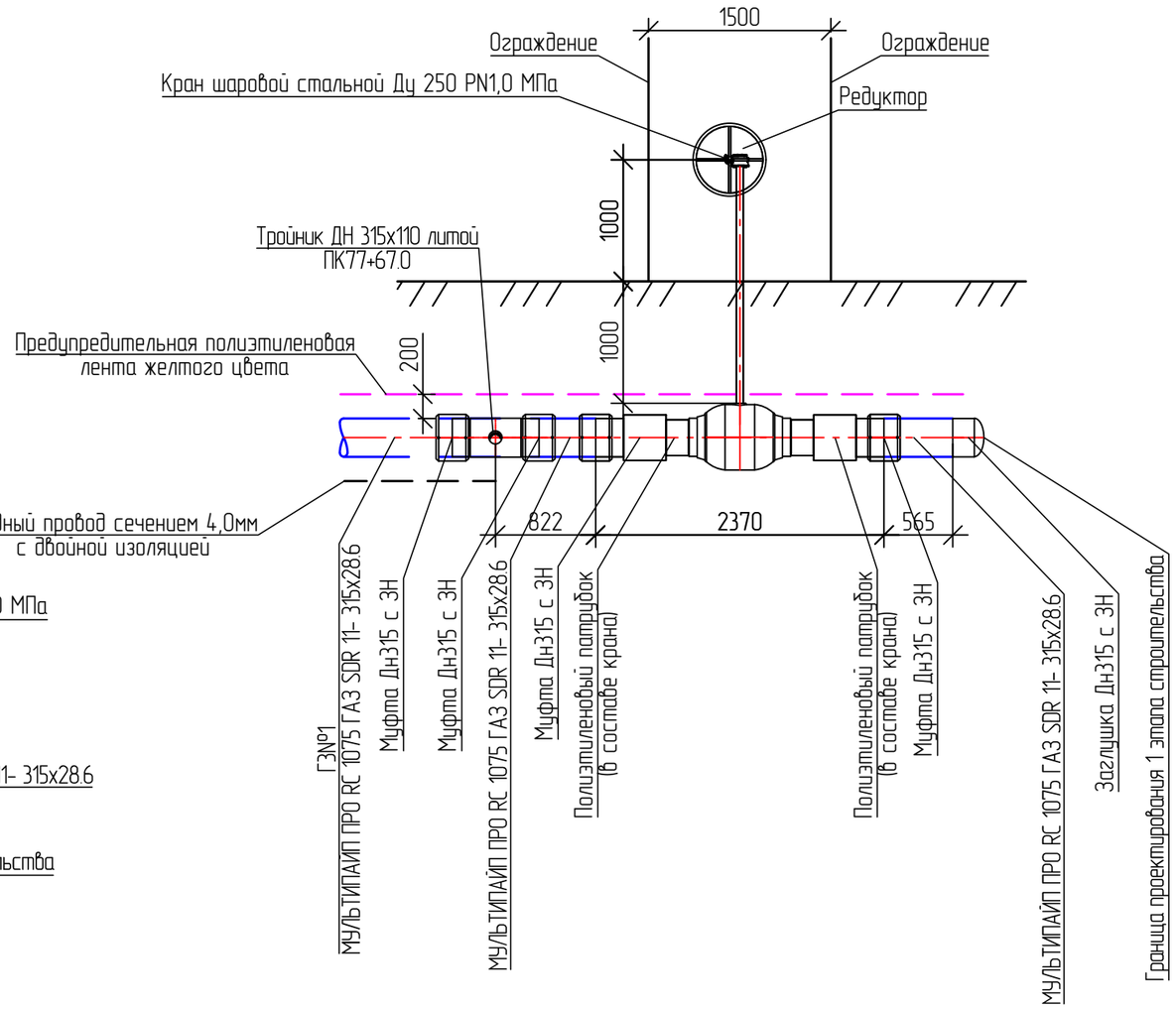
ООО "СимИнжГаз"
г. Симферополь

Формат А3

План
М 1:50



Разрез 1-1
М 1:50

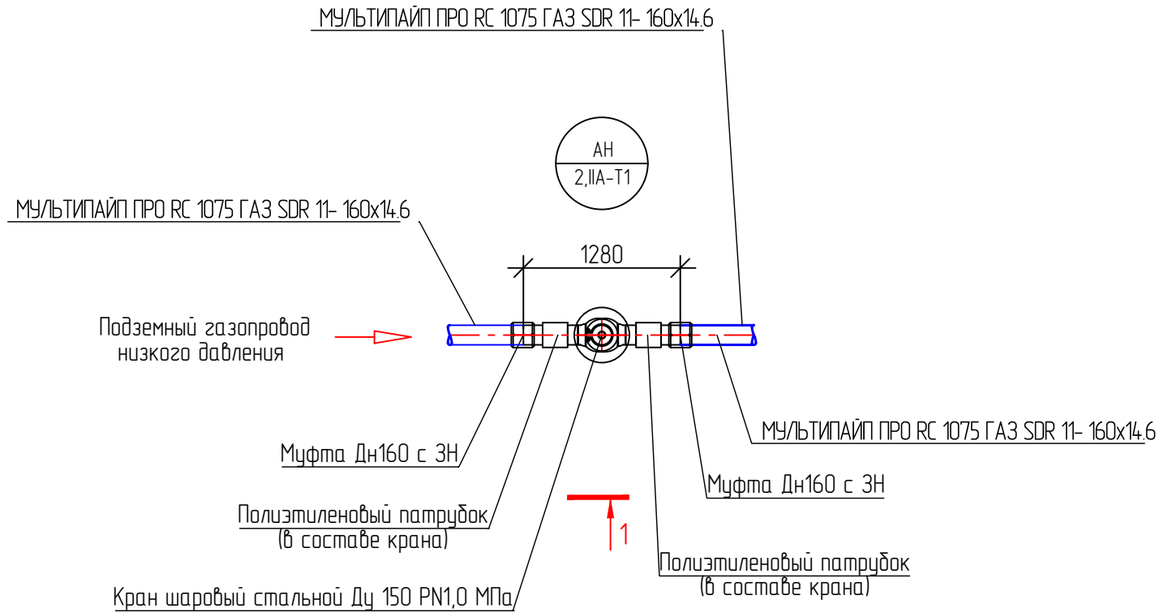


Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

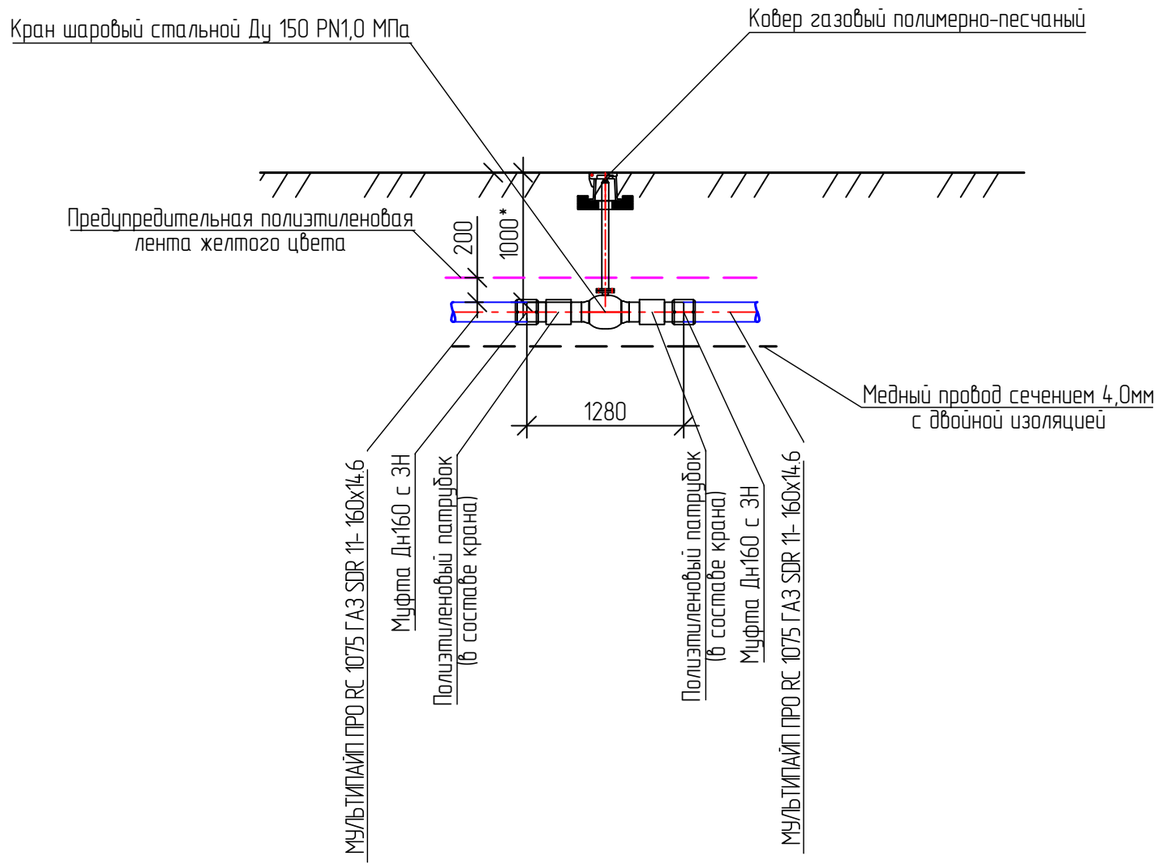
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2500295-ЕП-ТКР.1			
						«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства			
ГИП		Пономаренко			10.25	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Молоканов			10.25		П	12	
Проверил		Федоришин			10.25				
Н.контр.		Пономаренко			10.25	Крановый узел Ду 250 По трассе ГЗ№1 ПК77+67.0 План М 1:50. Разрез 1-1	ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь		

Формат А3

План
М 1:50



Разрез 1-1
М 1:50



*Глубину установки запорной арматуры уточнить при строительстве.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
ГИП		Пономаренко			10.25
Разработал		Молоканов			10.25
Проверил		Федоришин			10.25
Н.контр.		Пономаренко			10.25

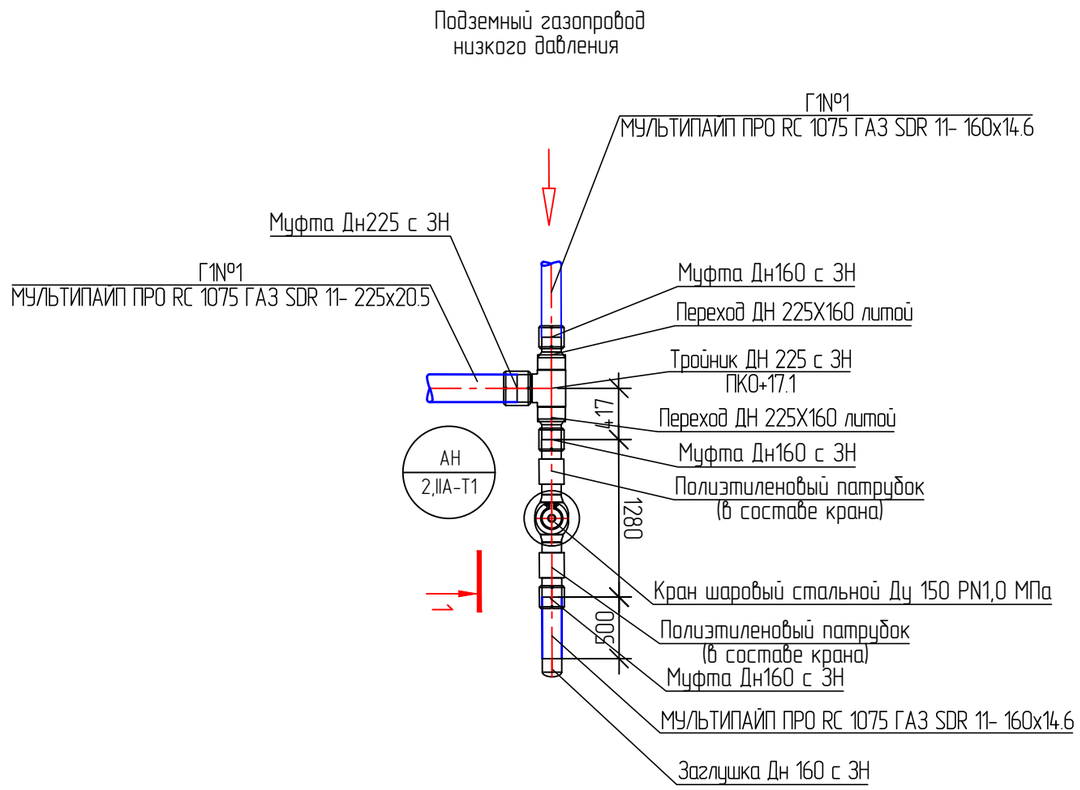
2500295-ЕП-ТКР.1

«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новоклеково Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства

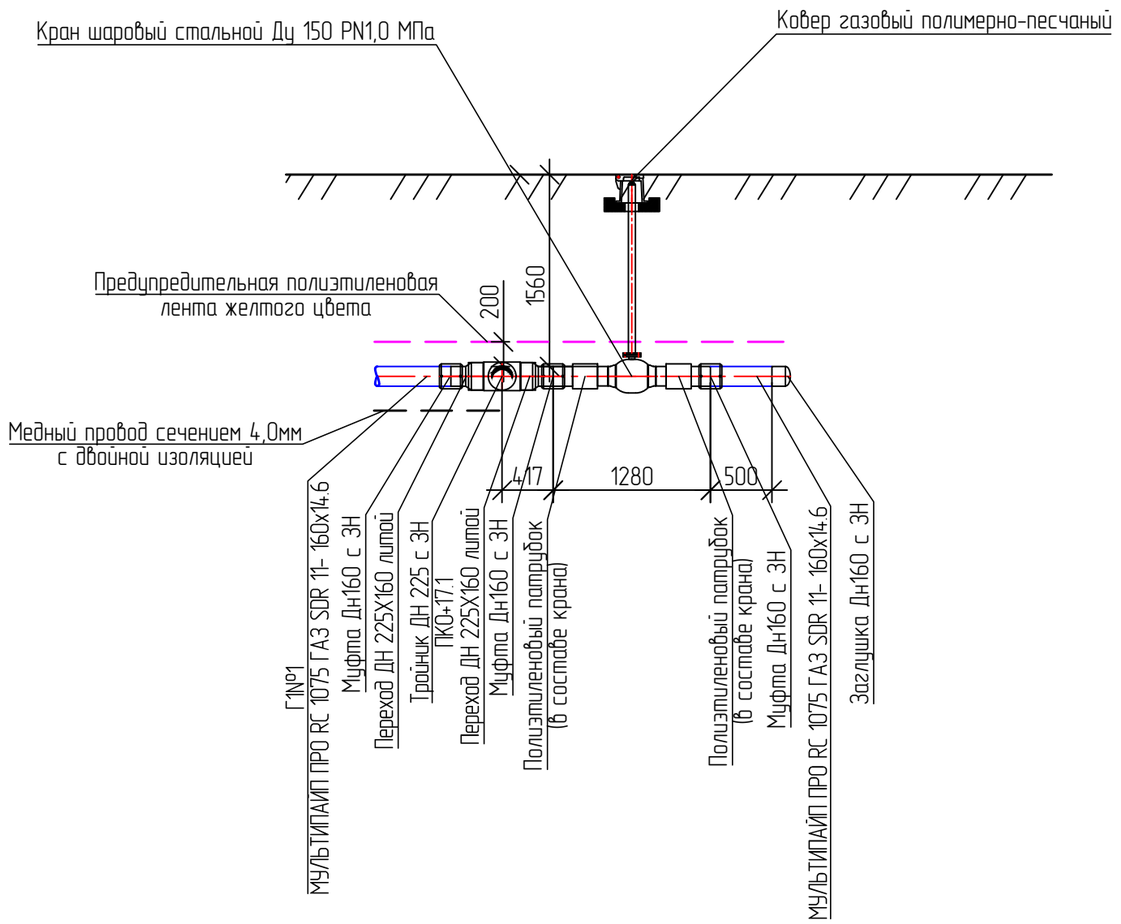
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
	П	13	
Крановый узел Ду 150 по трассе Г1 План М 1:50. Разрез 1-1	ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь		

Формат А3

План
М 1:50



Разрез 1-1
М 1:50



Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
ГИП		Пономаренко			10.25
Разработал		Молоканов			10.25
Проверил		Федоришин			10.25
Н.контр.		Пономаренко			10.25

2500295-ЕП-ТКР.1

«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства

Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
	П	13.1	

Крановый узел Ду 150
По трассе Г1№1 ПКО+17.1
План М 1:50. Разрез 1-1

ООО "СимИнжГаз"
г. Симферополь

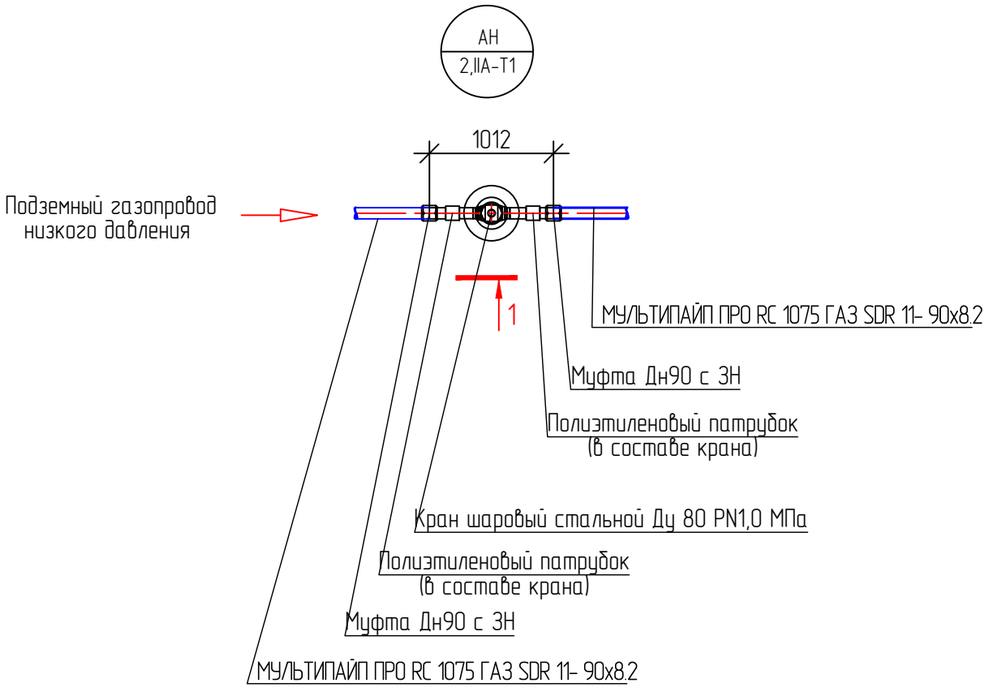
Взам. инв. №

Подп. и дата

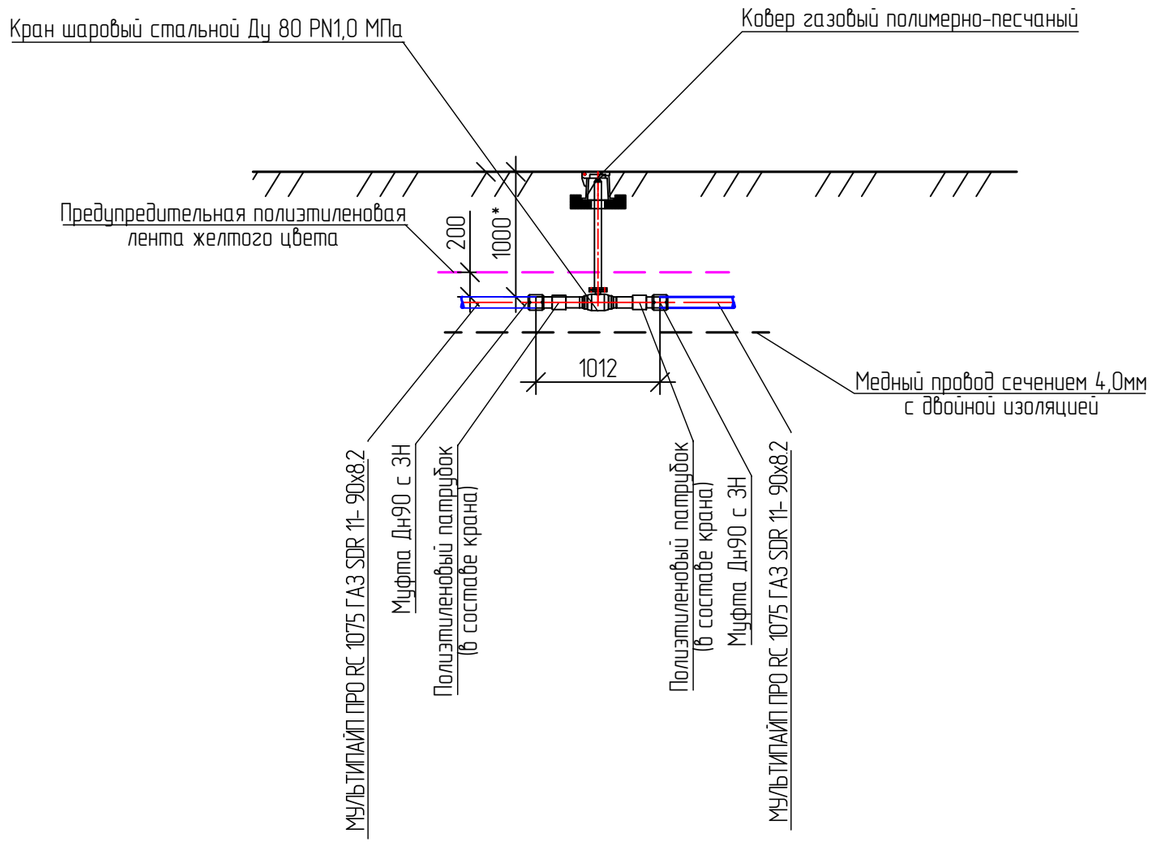
Инв. № подл.

Формат А3

План
М 1:50



Разрез 1-1
М 1:50



*Глубину установки запорной арматуры уточнить при строительстве.

						2500295-ЕП-ТКР.1
						«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
ГИП		Пономаренко			10.25	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения
Разработал		Молоканов			10.25	
Проверил		Федоришин			10.25	
Н.контр.		Пономаренко			10.25	

Стадия	Лист	Листов
П	14	

Крановый узел Ду 80
по трассе Г1
План М 1:50. Разрез 1-1

ООО "СимИнжГаз"
г. Симферополь

Взам. инв. №

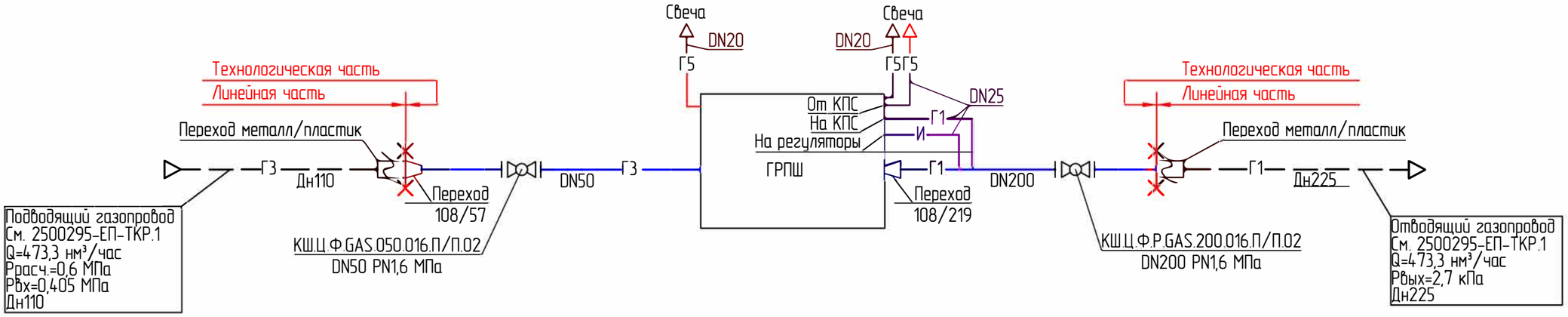
Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Экспликация оборудования

Обозна-чение	Наименование	Кол.	Характеристика	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т. д.	Примечания
ГРПШ	Пункт газорегуляторный шкафной	1	Q=473,3 нм³/час Рвх=0,405...0,6 МПа	ГРПШ-ЭТС-13-2НУ1	
			Рвых=2,7 кПа		



Условные обозначения:

- Кран шаровой ручной
- Переход металл/пластик
- Переход
- Направление потока газа
- Г3 — Газопровод высокого давления 2 категории
- Г1 — Газопровод низкого давления
- Г5 — Газопровод продувочный
- И — Импульсный трубопровод
- Граница проектирования площадки ГРПШ
- КПС — Клапан предохранительно-сбросной
- Свеча

1. Данный чертеж рассматривать совместно с чертежом 2500295-ЕП-ТКР.1 л. 10,11.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
ГИП		Пономаренко			11.25
Разработал		Молоканов			11.25
Проверил		Федоришин			11.25
Н.контр.		Пономаренко			11.25

2500295-ЕП-ТКР.1

«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства

Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения

Стадия	Лист	Листов
П	15	

Принципиальная технологическая схема площадки ГРПШ Александровка

ООО "СимИнжГаз"
г. Симферополь

Взам. инв. №

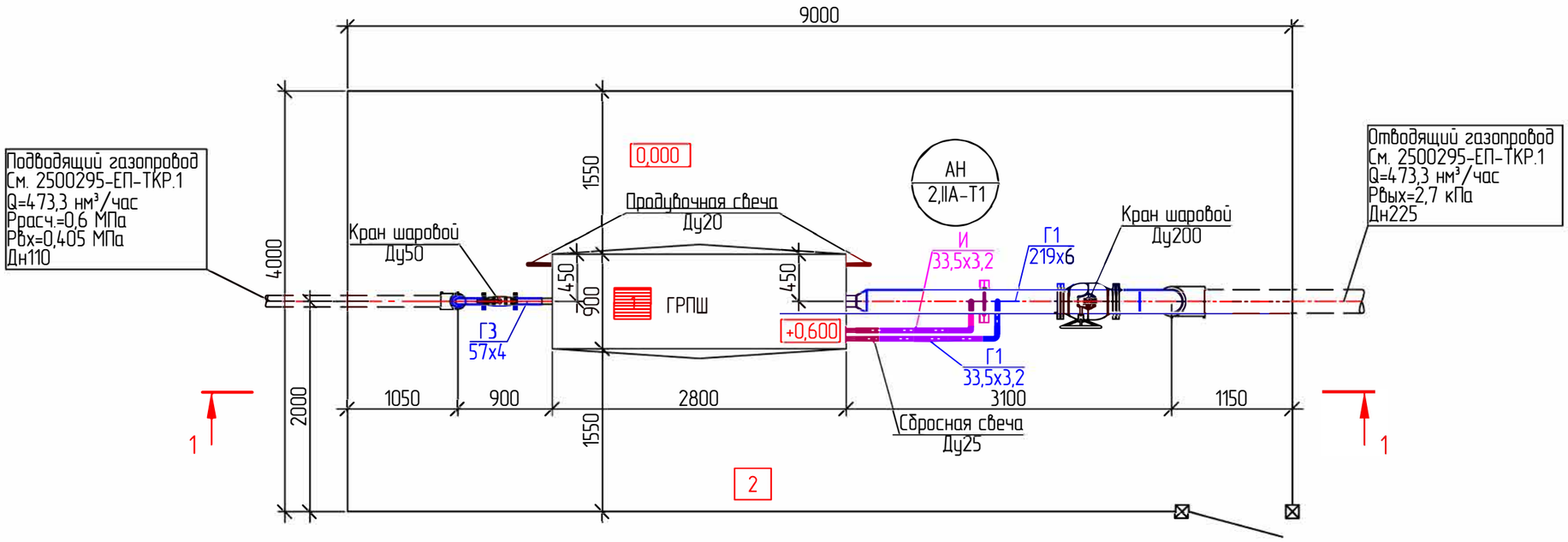
Подп. и дата

Инв. № подл.

Экспликация зданий и сооружений

Номер на пла	Наименование	Примечание
1	Пункт газорегуляторный шкафной	Проектируемое
2	Ограждение	Проектируемое

План площадки ГРПШ Александровка
М 1:50



1. Данный чертеж рассматривать совместно с чертежом 2500295-ЕП-ТКР.1 л. 9,11.
2. Строительные конструкции показаны условно.
3. За отметку 0,000 принята отметка земли.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
ГИП		Пономаренко			11.25
Разработал		Молокан			11.25
Проверил		Федоришин			11.25
Н.контр.		Пономаренко			11.25

2500295-ЕП-ТКР.1

«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства

Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
	П	16	

План площадки ГРПШ Александровка М 1:50

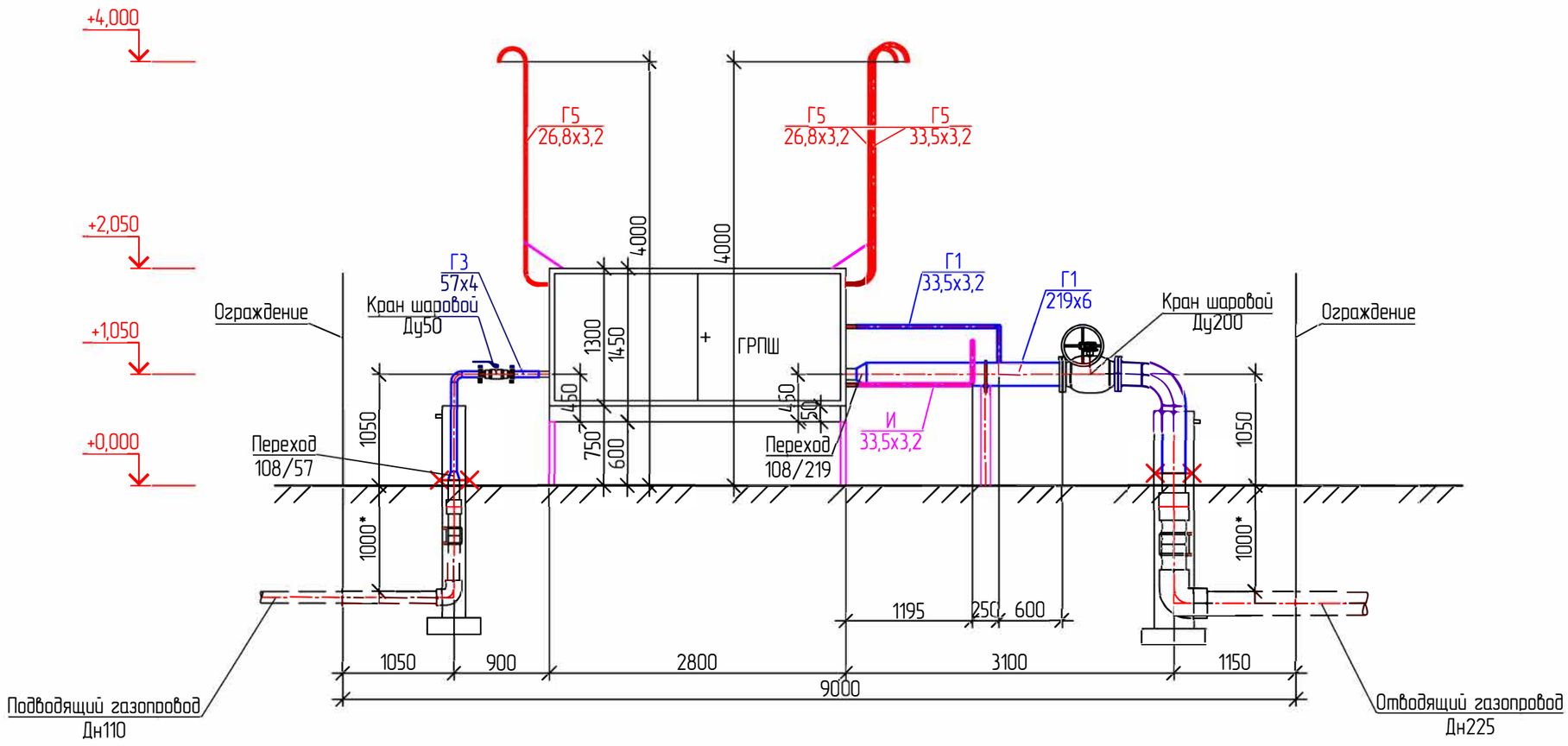
ООО "СимИнжГаз"
г. Симферополь

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Разрез 1-1
М 1:50



1. Данный чертеж рассматривать совместно с чертежом 32500295-ЕП-ТКР.1 л. 9,10.
2. Строительные конструкции показаны условно.
3. За отметку 0,000 принята отметка земли.
4. *Размеры уточнить при монтаже.

Граница проектирования

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
ГИП		Пономаренко			11.25
Разработал		Молоканов			11.25
Проверил		Федоришин			11.25
Н.контр.		Пономаренко			11.25

2500295-ЕП-ТКР.1

«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства

Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
	П	17	

Площадка ГРПШ Александровка
Разрез 1-1

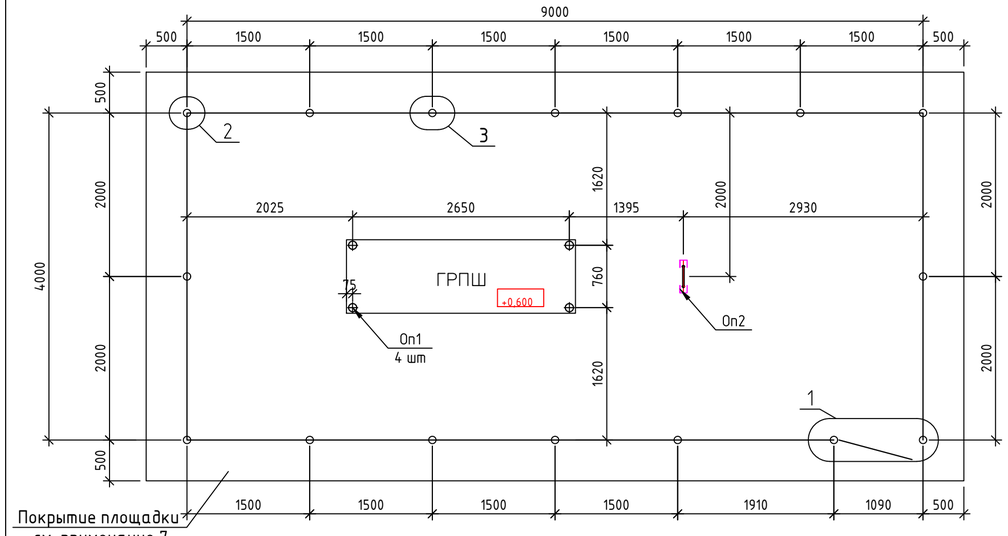
ООО "СимИнжГаз"
г. Симферополь

Взам. инв. №

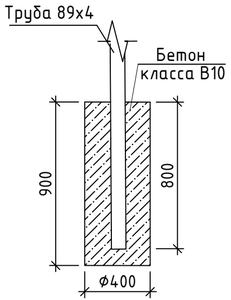
Подп. и дата

Инв. № подл.

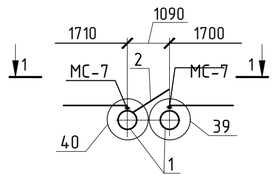
Схема расположения элементов ограждения и фундаментов



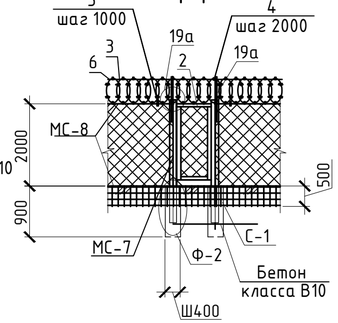
Фундамент ограждения Ф-2



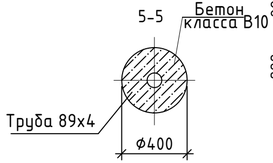
1



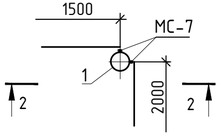
1-1



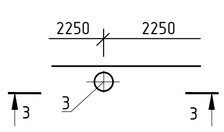
5-5



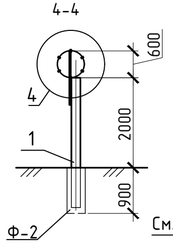
2



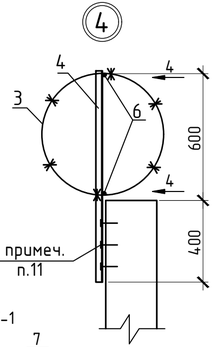
3



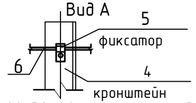
4-4



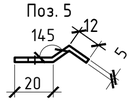
4



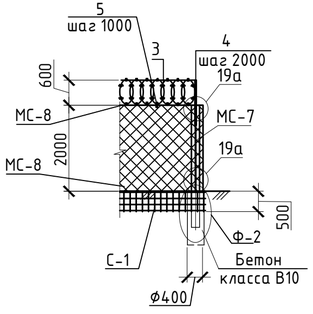
Вид А



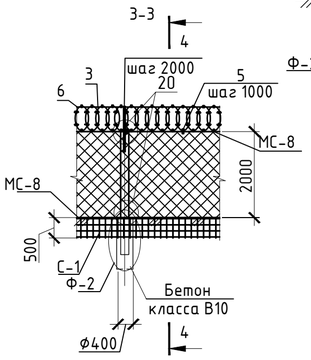
Поз. 5



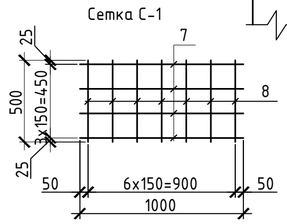
2-2



3-3



Сетка С-1



1 Узлы 16, 19а, 20, 39, 40 смотри серию 3.017-3 вып. 4 (по типу).
2 Стойки ограждения устанавливаются в скважины ф400мм, h=900мм.
3 К стойкам ограждения (с обеих сторон) приварить лист толщиной 3мм размерами 90х90мм. Общее количество листов - 26 шт., общим весом - 4,94 кг.
4 Ограждение усилено противоподкопным устройством из сварной металлической сетки С-1. Сетку С-1 установить и закрепить в двух точках, совместно со стойками ограждения до схватывания бетона.
5 На калитках предусмотреть запирающие устройства под замки для исключения возможности их самопроизвольного открывания.
6 На ограждении предусмотреть запрещающие и предупредительные плакаты.
7 Покрытие площадки - безыскровое из щебня известняковых пород, исключающих искрообразование при ударах металлическими или каменными предметами, толщина щебеночного покрытия 100 мм.
8 Калитку в ограждении в месте притвора оборудовать медными или резиновыми прокладками.
9 Сварку металлоконструкций производить по ГОСТ 5264-80* электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75*. Высоту шва принять по наименьшей толщине свариваемых деталей, длину - по контуру прилегания деталей.
10 Окраску металлоконструкций ограждения выполнить эмалью ПФ-133 желтого цвета за 2 раза по грунтовке ГФ-0119.
11 Кронштейн (уголок поз. 4) прикрепить к стойкам ограждения дюбелями.

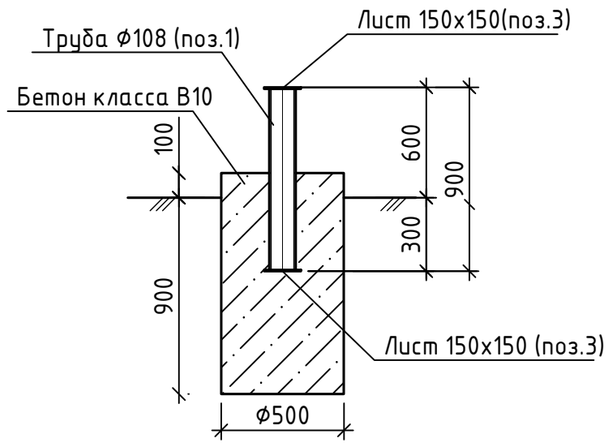
Спецификация элементов на лист

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед., кг	Примечание
		Ограждение Н=2,0м (по типу М1В)	26,00		м.
1		Труба 89х4 ГОСТ 10704-91 / Б-10 ГОСТ 10705-80 L=2800	16	23,48	
2	серия 3.017-3 вып.5	Калитка КМС 0.85х1.8	1	32	
МС-7	серия 3.017-3 вып.4	Соединительный элемент МС-7	8	0,49	м.
МС-8		Соединительный элемент МС-8	52.00	0,62	м.
		Сетка 50-3.0 ГОСТ 5336-80* Н=2,0м	52.00	2,42	м2
3		СББ "Егоза" 600/10	26,00	-	п.м.
4		Уголок 35х35х4 ГОСТ 8509-93 / С245 ГОСТ 27772-88 L=1000	16	2,10	
5		Полоса 5х20х40 ГОСТ 103-76 / ВСт3сп5 ГОСТ 535-88	26	0,03	
6		Провод 2,5-1Ц-1 ГОСТ 3282-74 / 10-В-М1-ТВ2 ГОСТ 1050-88	52	0,04	п.м.
С-1		Сетка С-1	26	18,5	п.м.
7		ф20 А400 ГОСТ 5781-82 L=1000	4	2,47	9,88
8		ф20 А400 ГОСТ 5781-82 L=500	7	1,23	8,61
		Материалы			
	Фундамент ограждения	Бетон класса В10,F100,W10	2.01		заделка м³
	Щебень		5.25		покрытие м³
Оп1	лист 2	Опора 1	4	13,55	54,20
Оп2	лист 2	Опора 2	1	23,24	
	Фундамент опор газопровода	Бетон класса В10,F100,W10	0.85		м³

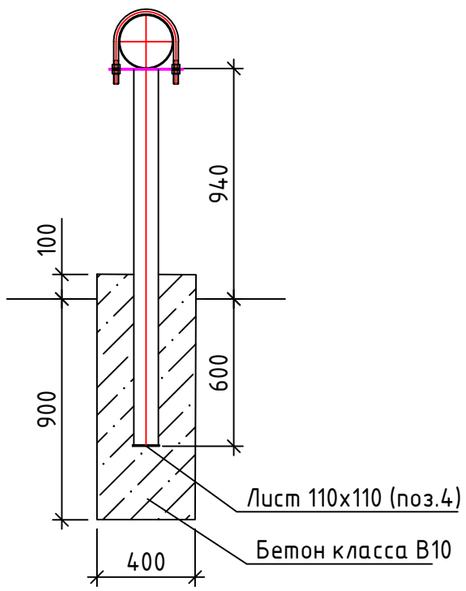
Изм.	Кол.	Лист	Nдок.	Подпись	Дата	2500295-ЕП-ТКР.1			
						«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства			
ГИП		Пономаренко			12.25	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
Разраб		Герай			12.25		П	18	
Проверил		Федоришин			12.25				
Н. контр		Пономаренко			12.25	Схема расположения ограждения, опор и фундамента молниеотвода	ООО "СИМИНЖГАЗ" г. Симферополь		

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

Оп1
М 1:25



Оп2
М 1:25



Спецификация элементов на опоры ОП1...ОП3

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во. ОП1	Кол-во. ОП2	Масса, ед., кг	Приме-чание
1		Труба 108х5 ГОСТ 10704-91 / Б-10 ГОСТ 10705-80 L=890	1		11,30	
2		Профиль 100х100х4 ГОСТ 30245-2003 / С245 ГОСТ 27772-88 L=1530		1	18,33	
3		Лист 6х150х150 Б-ПН-О ГОСТ 19903-74 / С245 ГОСТ 27772-88	2		1,06	
4		Лист 5х110х110 Б-ПН-О ГОСТ 19903-74 / С245 ГОСТ 27772-88		1	0.47	
5		Лист 6х300х300 Б-ПН-О ГОСТ 19903-74 / С245 ГОСТ 27772-88		1	4,21	
		Итого проката:	13,42	23,01		кг
		Итого проката с учетом наплавленного металла 1%:	13,55	23,24		кг
		Материал				
		Бетон класса В15, F100, W10	0,18	0,13		$м^3$

1 Схему расположения опор см. лист 1.
2 Заделку скважин выполнить бетоном В10, марка бетона по морозостойкости – F50.
3 Сварку металлоконструкций производить по ГОСТ 5264-80* электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75*. Высоту шва принять по наименьшей толщине свариваемых деталей,длину-по контуру прилегания деталей.
4 Окраску металлоконструкций выполнить эмалью ПФ-133 по грунтовке ГФ-0119 за 2 раза.

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

Изм.	Кол.	Лист	Nдок.	Подпись	Дата	2500295-ЕП-ТКР.1			
						«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства			
ГИП		Пономаренко			12.25	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
Разраб		Герай			12.25		П	19	
Проверил		Федоришин			12.25				
Н. контр		Пономаренко			12.25	Опоры ОП1-ОП2	ООО "СИМИНЖГАЗ" г. Симферополь		

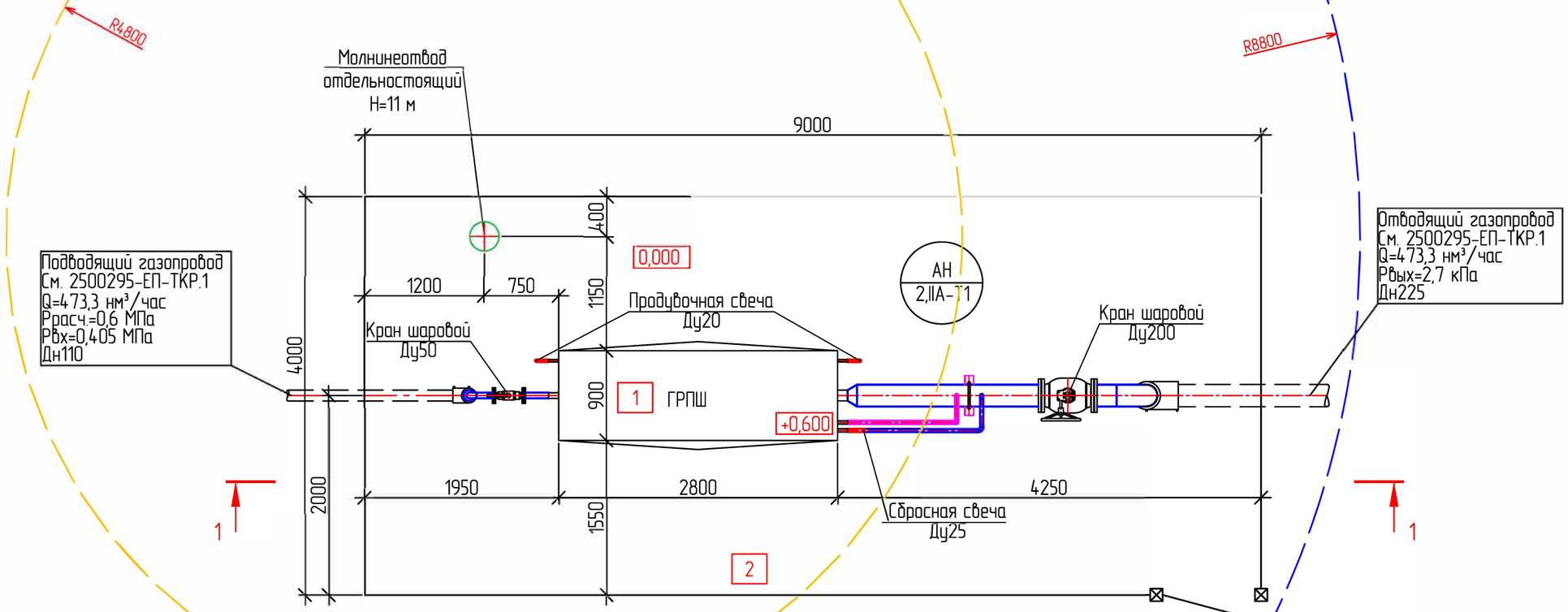
Формат А3

План молниезащиты площадки ГРПШ Александровка

М 1:50

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Примечание
1	Пункт газорегуляторный шкафной	Проектируемое
2	Ограждение	Проектируемое



1. ГРПШ по устройству защиты от воздействия ударов молний относятся ко II-й категории согласно РД 34.21.122-87.
2. Молниезащите подлежат такие объекты:
   - сбросная и 2 продувочные свечи ГРПШ.

В качестве молниеприемника используется отдельно стоящий стержневой молниеотвод высотой 11 м (см. строительную часть проекта).

Предусмотрена защита от прямых ударов молнии сбросных продувочных патрубков. Запрещается выброс газа через продувочные патрубки во время грозы.

Пространство над продувочными патрубками не требуется включать в зону молниезащиты при наличии данного запрета.

3. Расчетные зоны защиты молниеотвода выполнены согласно СО 153-34.21.122-2003 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленныхкоммуникаций".

Расчет молниезащиты выполнен исходя из заданных h_x и r_x.

Согласно разделу 3.3.2.1 СО 153-34.21.122-2003:

$r_x = r_0 \times (h_0 - h_x)/h_0$

где: $r_0 = 0{,}8 \times h$ (радиус конуса молниезащиты на уровне земли)(п.3.3.2.1 СО 153-34.21.122-2003);

$h_0 = 0{,}8 \times h$ (высота конуса молниезащиты)(п.3.3.2.1 СО 153-34.21.122-2003);

Выполнив алгебраичесикие преобразования получим, что для обеспечения необходимой молниезащиты, высота молниеотвода:

$h = (r_x + h_x)/0{,}8$

где: h_x = 4м (требуемая защищаемая высота);

r_x = 4,8м (радиус горизонтального сечения на высоте h_x);

h = 11м

Принимаем молниеотвод высотой 11 м

Спецификация

Поз.	Обознач.	Наименование	Ед. изм	Кол-во	Масса ед. кг.	Прим.
1		Молниеотвод отдельностоящий сборный h=11	шт	1	71	См. л.12-13

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
ГИП		Пономаренко			11.25
Разработал		Казаков			11.25
Проверил		Федоришин			11.25
Н.контр.		Пономаренко			11.25

2500295-ЕП-ТКР.1

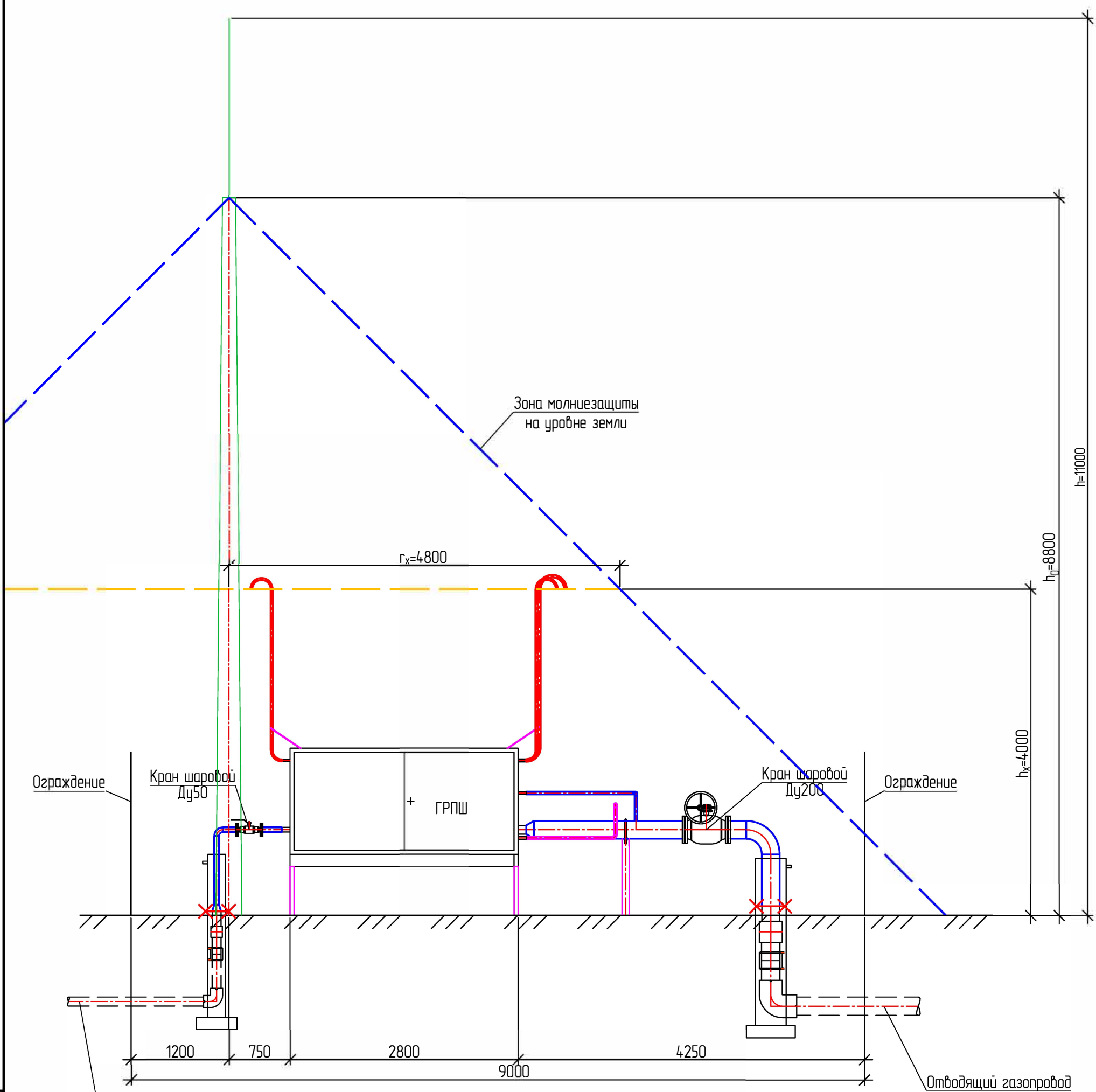
«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства

Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
	П	20	
План молниезащиты площадки ГРПШ Александровка М 1:50	ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь		

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

Формат А3

Разрез 1-1
М 1:50



Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
ГИП		Пономаренко			11.25
Разработал		Казаков			11.25
Проверил		Федоришин			11.25
Н.контр.		Пономаренко			11.25

2500295-ЕП-ТКР.1

«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства

Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения

Стадия	Лист	Листов
П	21	

Площадка ГРПШ Александровка
Разрез 1-1

ООО "СимИнжГаз"
г. Симферополь

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№подл

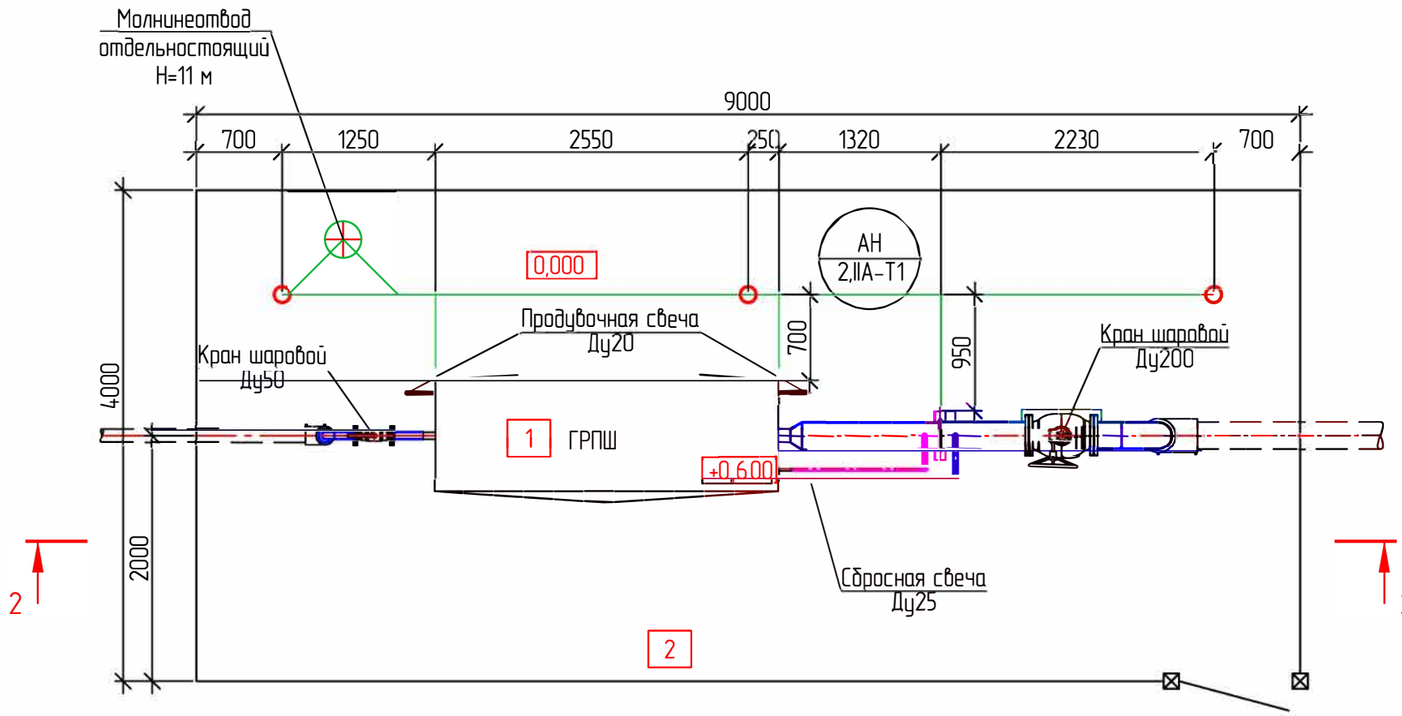
Формат А3

План заземления площадки ГРПШ Александровка

М 1:50

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Примечание
1	Пункт газорегуляторный шкафной	Проектируемое
2	Ограждение	Проектируемое

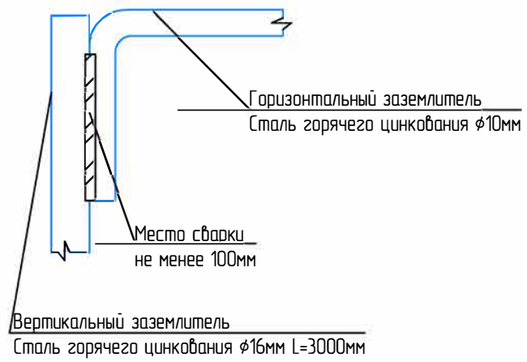


Условные обозначения

Вертикальный заземлитель

Горизонтальный заземлитель

Место соединение горизонтального и вертикального заземлителей



Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
ГИП		Пономаренко			11.25
Разработал		Казаков			11.25
Проверил		Федоришин			11.25
Н.контр.		Пономаренко			11.25

2500295-ЕП-ТКР.1

«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства

Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
	П	22	
План заземления площадки ГРПШ Александровка М 1:50	ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь		

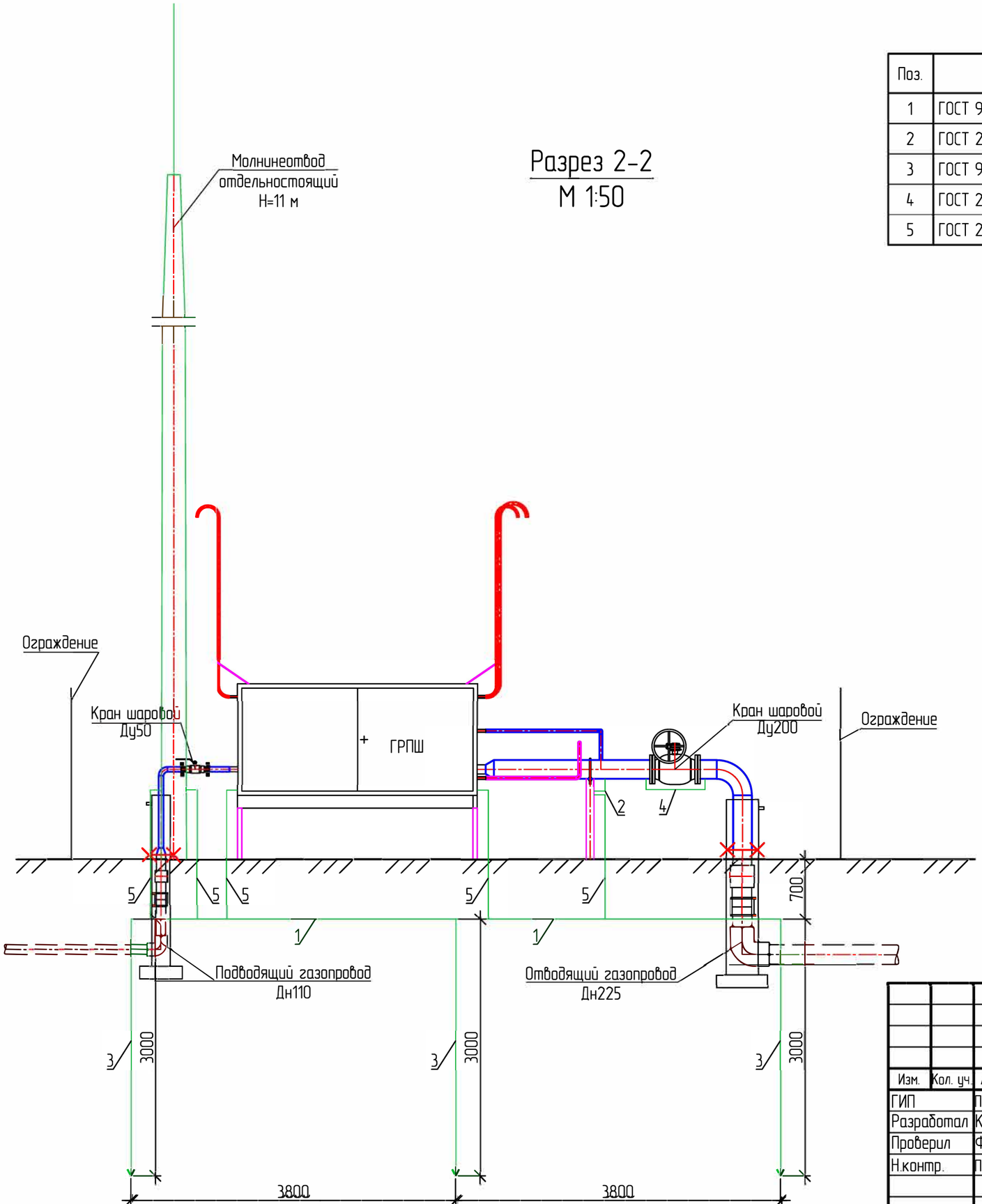
Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№подл

Формат А3

Разрез 2-2
М 1:50



Спецификация

Поз.	Обознач.	Наименование	Ед. изм	Кол-во	Масса ед. кг.	Прим.
1	ГОСТ 9.307-89	Сталь круглая, горячего цинкования, Ø10мм	м	11,0	0,617	
2	ГОСТ 2590-2006	Сталь круглая, горячего цинкования, Ø10мм	м	0,3	0,617	
3	ГОСТ 9.307-89	Сталь круглая, горячего цинкования, Ø16, L=3м	шт.	3	1,578	
4	ГОСТ 2590-2006	Сталь круглая, горячего цинкования, Ø10мм	м	0,8	0,617	
5	ГОСТ 2590-2006	Сталь круглая, горячего цинкования, Ø10мм (токоотводы)	м	8,5	0,617	

Условные обозначения

Заземлитель

4 — Позиция по спецификации

Взам. инв.N°

Подпись и дата

Инв.N°подл

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
ГИП		Пономаренко			11.25
Разработал		Казаков			11.25
Проверил		Федоришин			11.25
Н.контр.		Пономаренко			11.25

2500295-ЕП-ТКР.1

«Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым» 1 этап строительства

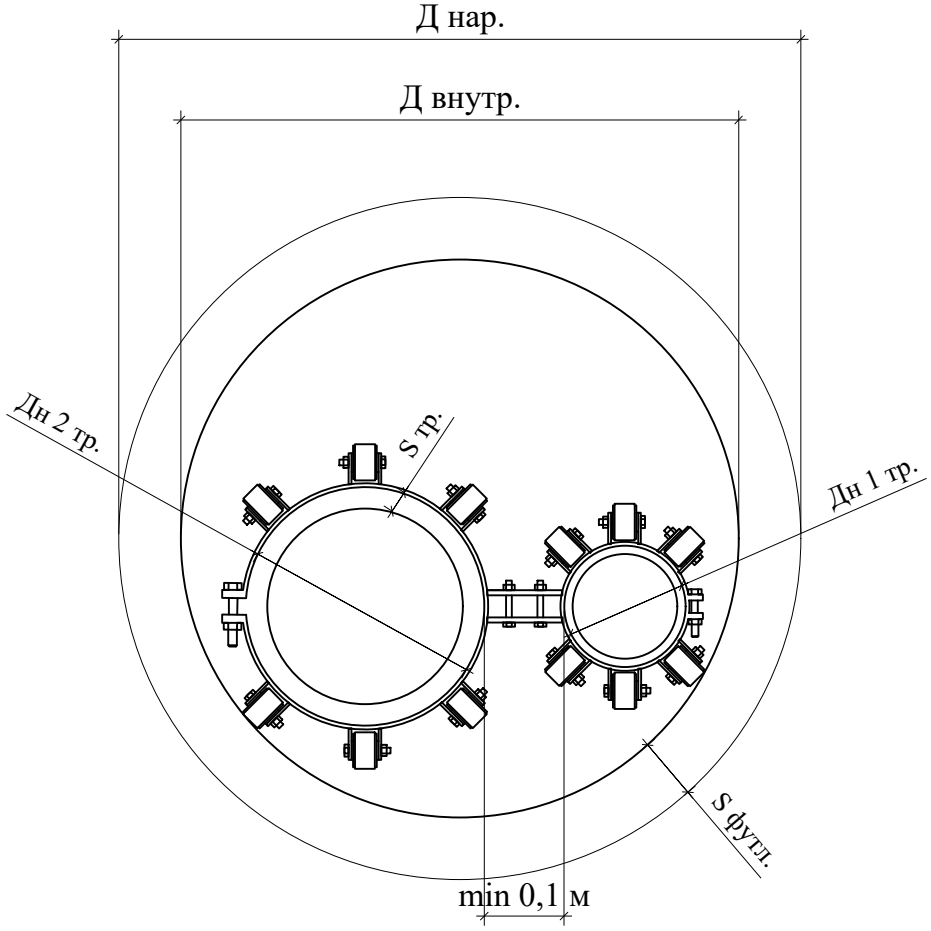
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения

Стадия	Лист	Листов
П	23	

Площадка ГРПШ Александровка
Разрез 2-2

ООО "СимИнжГаз"
г. Симферополь

Формат А3



Способ прокладки	Д нар	Дн 1	Дн 2
ГНБ	800х72,6	160х14,6	315х28,6
ГНБ	710х64,5	90х8,2	315х28,6
открытый	800х72,6	160х14,6	315х28,6
открытый	710х64,5	110х10,0	315х28,6

Д нар. - наружный диаметр футляра

Д внутр. - внутренний диаметр футляра

S футл. - толщина стенки футляра

S тр. - толщина стенки трубы

Дн 1 - диаметр газопровода низкого давления

Дн 2 - диаметр газопровода высокого давления 2 категории

Взам. инв.N°

Подпись и дата

Инв.N°подл

Изм.	Кол. уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
ГИП		Пономаренко			10.25
Разработал		Широкова			10.25
Проверил		Самсонов			10.25
Н.контр.		Пономаренко			10.25

2500295-ЕП-ТКР.1

"Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым"
1 этап строительства

Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения

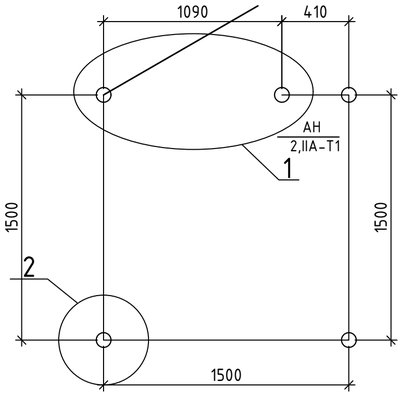
Стадия	Лист	Листов
П	24	

Прокладка 2-ух труб газопровода в одном футляре

ООО "СимИнжГаз"
г. Симферополь

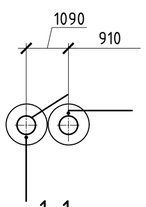
Формат А4

Схема расположения элементов ограждения для трассы ГЗ №1 (7шт. см. примечание)
Масштаб 1:25

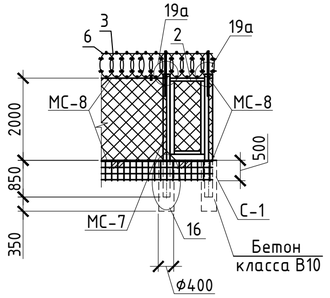


Количество ограждений для трассы ГЗ №1:
1. Схема расположения ограждения.
Стальной кран с удлинительным штоком и редуктором Ду250 (ПК0+24.4);
2.Схема расположения ограждения.
Стальной кран с удлинительным штоком под ковер Ду150 (ПК2+47.2);
3.Схема расположения ограждения.
Стальной кран с удлинительным штоком и редуктором Ду200 (ПК8+64.8);
4. Схема расположения ограждения.
Стальной кран с удлинительным штоком и редуктором Ду250 (ПК8+82.3);
5.Схема расположения ограждения.
Стальной кран с удлинительным штоком под ковер Ду100 (ПК45+77.3);
6.Схема расположения ограждения.
Стальной кран с удлинительным штоком под ковер Ду50 (ПК53+65.4);
7.Схема расположения ограждения.
Стальной кран с удлинительным штоком и редуктором Ду250 (ПК77+67.0);

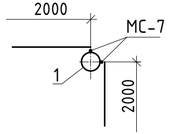
1



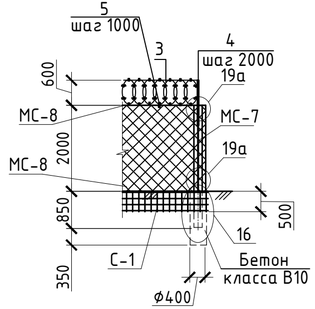
1-1



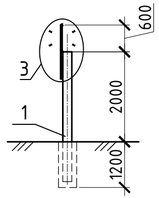
2



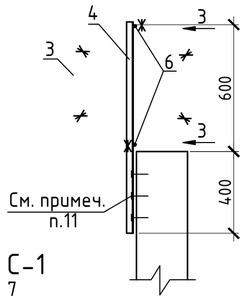
2-2



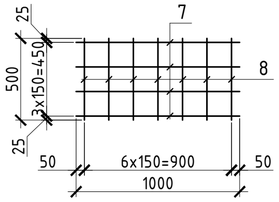
3-3



3

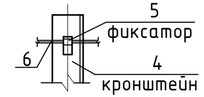


Сетка С-1

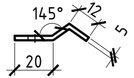


1 Узлы 16, 19а, 20, 39, 40 смотри серию 3.017-3 вып. 4 (по типу).
2 Стойки ограждения устанавливаются в скважины ф400мм, h=1200мм.
3 Ограждение усилено противоподкопным устройством из сварной металлической сетки С-1. Сетку С-1 установить и закрепить в двух точках, совместно со стойками ограждения до схватывания бетона.
4 На калитках предусмотреть запирающие устройства под замки для исключения возможности их самопроизвольного открывания.
5 На ограждении предусмотреть запрещающие и предупредительные плакаты.
6 Покрытие площадки - безыскровое из щебня известняковых пород, исключающих искрообразование при ударах металлическими или каменными предметами, толщина щебеночного покрытия 100 мм.
7 Калитку в ограждении в месте притвора оборудовать медными или резиновыми прокладками.
8 Сварку металлоконструкций производить по ГОСТ 5264-80* электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75*. Высоту шва принять по наименьшей толщине свариваемых деталей, длину - по контуру прилегания деталей.
9 Окраску металлоконструкций ограждения выполнить эмалью ПФ-133 желтого цвета за 2 раза по грунтовке ГФ-0119.
10 Кронштейн (уголок поз. 4) прикрепить к стойкам ограждения дюбелями.

Вид А



Поз. 5



Спецификация элементов на лист

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед., кг	Приме-чание
		Ограждение Н=2,0м (по типу М1В)	6,00		м.
1		Труба 89х4 ГОСТ 10704-91 / Б-10 ГОСТ 10705-80 L=2900	5	24,30	364,5
2	серия 3.017-3 вып.5	Калитка КМС 0.85х1.8	1	32	
МС-7	серия 3.017-3 вып.4	Соединительный элемент МС-7	16	0,49	м.
МС-8		Соединительный элемент МС-8	6.93	0,62	м.
		Сетка 50-3.0 ГОСТ 5336-80* Н=2,0м	10.47	2,42	м²
3		СББ "Егоза" 600/10	8	-	п.м.
4		Уголок 35х35х4 ГОСТ 8509-93 / С245 ГОСТ 27772-88 L=1000	6	2,10	
5		Полоса 5х20х40 ГОСТ 103-76 / ВСт3сп5 ГОСТ 535-88	8	0,03	
6		Провод 2,5-1Ц-1 ГОСТ 3282-74 / 10-В-М1-ТВ2 ГОСТ 1050-88	16,00	0,04	п.м.
С-1		Сетка С-1	6,00	18,5	п.м.
7		ф20 А400 ГОСТ 5781-82 L=1000	4	2,47	
8		ф20 А400 ГОСТ 5781-82 L=500	7	1,23	
		Материалы			
		Бетон класса В10	0,9		заделка м³

Изм.	Кол.	Лист	Nдок.	Подпись	Дата
ГИП		Пономаренко			03.26
Разраб		Герай			03.26
Провер.		Самсонов			03.26
Н. контр		Пономаренко			03.26

2500295-ЕП-ТКР.1

"Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым" 1 этап строительства

Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения

Стадия	Лист	Листов
П	25	

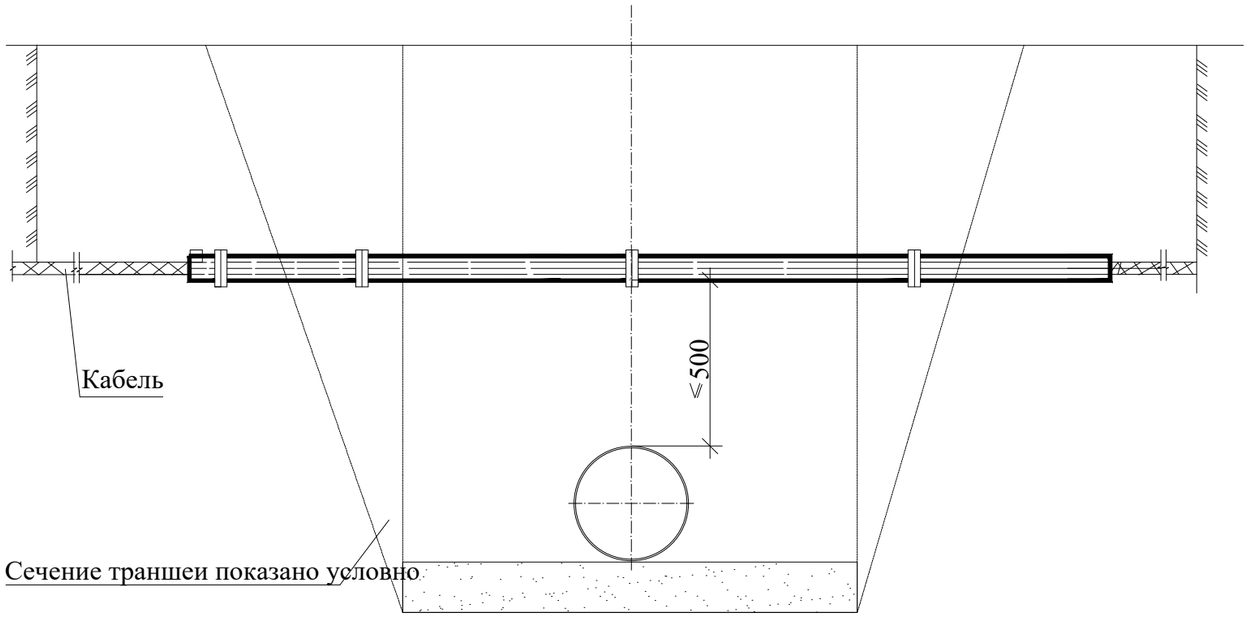
Схема расположения ограждения для трассы ГЗ №1

ООО "СИМИНЖГАЗ" г. Симферополь

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

Формат А4х3

Узел защиты подземного кабеля в месте пересечения трубопровода



Технические требования

1. Строящая организация обязана согласовать сроки производства строительных работ с организацией,в ведении которой находится кабель, и известить ее о начале и окончании ребот в месте пересечения.

2. Вскрытие кабеля и установка защитного кожуха должны производиться в присутствии представителя организации, в ведении которой находится кабель.

3. Работы по строительству трубопровода, включая рытье траншеи под трубопровод разрешается производить только после сооружения защитного кожуха.

Указания о последовательности работ.

1. Вырезать по образующей одну четверть трубы защитного кожуха, к меньшей части приварить упоры (поз.3).

2. В обе части защитного кожуха налить битумно-атактическую мастику, применяемую для противокоррозионной изоляции монтажных узлов, в меньшую - до краев, в большую - на высоту 25-30 мм, предварительно заложив концы глиной.

3. Откопать кабель и тщательно очистить его от земли.

4. После затвердения битумно-атактической мастики наложить меньшую часть защитного кожуха, скрутить проволокой.
5. Собранный защитный кожух, с заключенным в него кабелем, покрыть сверху битумно-атактической мастикой.
6. Засыпать концы защитного кожуха по 1.0-1.5м с тщательным уплотнением грунта.

Изм.	Кол.	Лист	№дк.	Подп.	Дата
ГИП		Пономаренко			02.26
Разработал		Колбасина			02.26
Проверил		Федоришин			02.26
Н.контр.		Федоришин			02.26

2500295-ЕП-ТКР.1

"Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым"
1 этап строительства

Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
	П	26	
Узел защиты подземного кабеля в месте пересечения трубопровода	ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь		

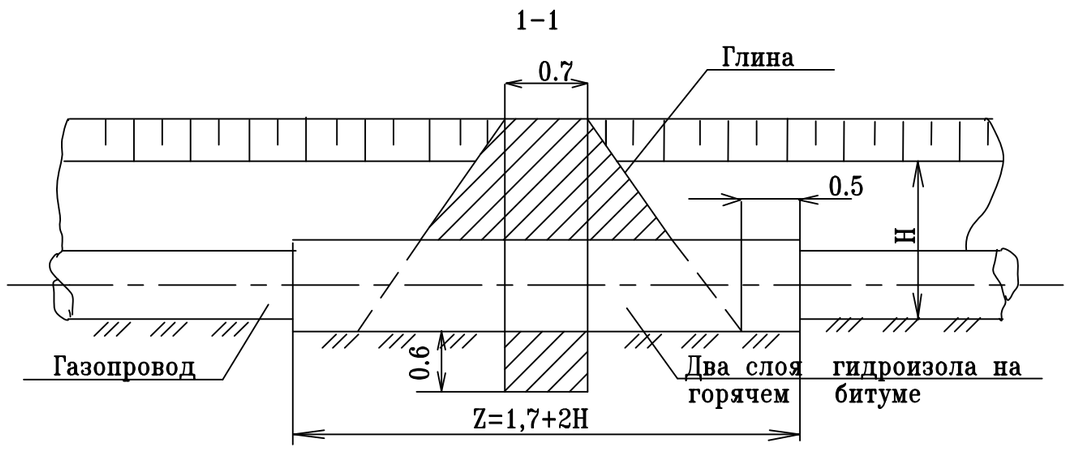
Взам. инв.N°

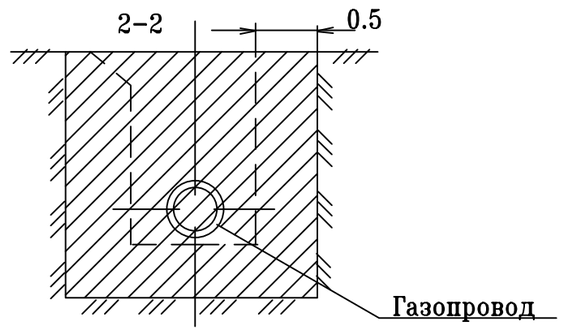
Подпись и дата

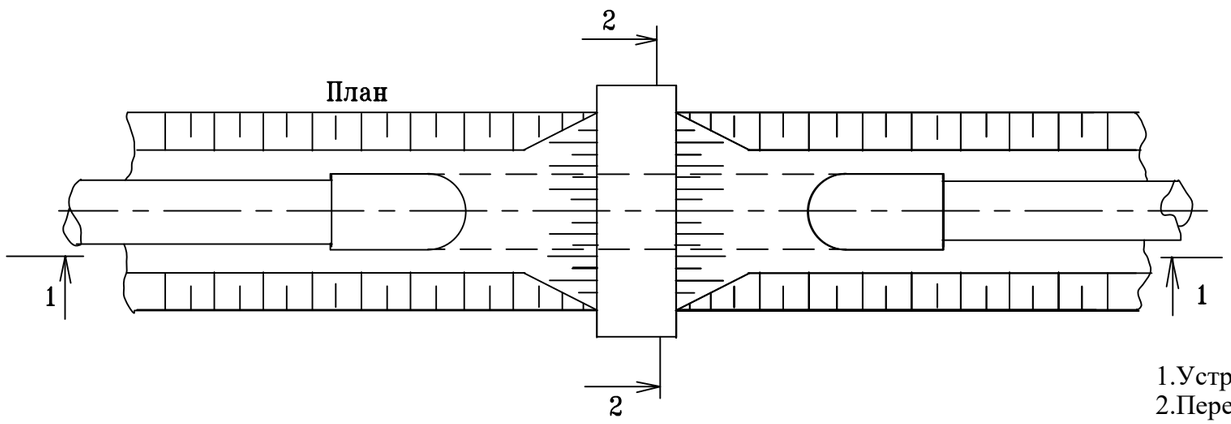
Инв.N°подл

Формат А3

Устройство глиняных перемычек на продольных уклонах более 200‰







1.Устройство глиняных перемычек предусмотрено по трассе газопровода Г3№1 (ПК13+97.4).
2.Перемычка выполняется из жирной мятой глины с тщательным уплотнением со слоями по 15 см.
3.Глубина траншеи "Н" см. продольные профили.
4.Размеры на чертеже даны в метрах.
5.Шаг расстановки перемычек принят 5,0 м.

Изм.	Кол. уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
ГИП		Пономаренко			06.25
Разработал		Широкова			06.25
Проверил		Пономаренко			06.25
Н.контр.		Пономаренко			06.25

2500295-ЕП-ТКР.1

"Строительство сетей газоснабжения сел Александровка, Новокленово Белогорского района Республики Крым"
1 этап строительства

Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
	П	27	

Устройство перемычек на продольных уклонах более 200‰

ООО "СимИнжГаз"
г. Симферополь

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

Формат А3