

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

«СимИнжГаз»

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

Заказчик – ГУП РК «Крымгазсети»

**«Подводящий газопровод к с. Белая Скала, с. Вишенное
Белогорского района Республики Крым»
2 этап строительства**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

00598000008/2 – ТКР

Том 3

Изм	№ док	Подп.	Дата
1	09-21		07.21

Симферополь

2021

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

«СимИнжГаз»

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

Заказчик – ГУП РК «Крымгазсети»

**«Подводящий газопровод к с. Белая Скала, с. Вишенное
Белогорского района Республики Крым»**

2 этап строительства

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

00598000008/2 – ТКР

Том 3

Директор

Ю. Н. Шаров

Главный инженер проекта

А.А. Пономаренко



Изм	№ док	Подп.	Дата
1	09-21		07.21

Симферополь

2021

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

[illegible]

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №											
									00598000008/2-ТКР.С				
			1			09-21		07.21					
			Изм.	Кол.у	Лист	№Док	Подпись	Дата	«Подводящий газопровод к с. Белая Скала, с. Вишенное Белогорского района Республики Крым» 2 этап строительства Пояснительная записка. Содержание тома 3		Стадия	Лист	Листов
			ТИП		Пономаренко			04.21			П		1
			Разработал		Шаповаленко			04.21					
			Проверил		Федоришин			04.21					
			Н. контр.		Федоришин			04.21					
											ООО "СимИнжГаз"		

										4																																																												
Номер тома		Обозначение			Наименование			Примечание																																																														
1 этап строительства																																																																						
Инженерные изыскания																																																																						
1	00598000008/1-ИГДИ			Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий																																																																		
2	00598000008/1-ИГИ			Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий																																																																		
3	00598000008/1-ИЭИ			Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий																																																																		
4	00598000008/1-ИГМИ			Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий																																																																		
5	00598000008/1-ИГФИ			Технический отчет по результатам инженерно-геофизических изысканий																																																																		
Проектная документация																																																																						
1	00598000008/1-ПЗ			Пояснительная записка																																																																		
2	00598000008/1-ППО			Проект полосы отвода земельного участка																																																																		
3	00598000008/1-ТКР			Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения																																																																		
4	00598000008/1-ИЛО			Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта. Площадка ГРПШ																																																																		
4.1	00598000008/1-ИЛО-КР			Конструктивные и объемно-планировочные решения																																																																		
4.2	00598000008/1-ИЛО-ИОС.7			Технологические решения																																																																		
5	00598000008/1-ПОС			Проект организации строительства																																																																		
6	00598000008/1-ПОД			Проект организации работ по сносу (демонтажу) линейного объекта			Не требуется																																																															
<table border="1"> <tr> <td>1</td> <td></td> <td></td> <td>09-21</td> <td></td> <td>06.21</td> <td colspan="6">00598000008-СП</td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Колуч.</td> <td>Лист</td> <td>№док.</td> <td>Подп.</td> <td>Дата</td> <td rowspan="5"> «Подводящий газопровод к с. Бelaya Скала, с. Вишенное Белогорского района Республики Крым» Состав проекта </td> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>ГИП</td> <td></td> <td>Пономаренко</td> <td></td> <td></td> <td>06.21</td> <td rowspan="4">П</td> <td rowspan="4">1</td> <td rowspan="4">3</td> </tr> <tr> <td>Разраб.</td> <td></td> <td>Шаповаленко</td> <td></td> <td></td> <td>06.21</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Инв. № подл.</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td colspan="3">ООО «СимИнжГаз»</td> </tr> </table>												1			09-21		06.21	00598000008-СП						Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	«Подводящий газопровод к с. Бelaya Скала, с. Вишенное Белогорского района Республики Крым» Состав проекта	Стадия	Лист	Листов	ГИП		Пономаренко			06.21	П	1	3	Разраб.		Шаповаленко			06.21													Инв. № подл.							ООО «СимИнжГаз»		
1			09-21		06.21	00598000008-СП																																																																
Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	«Подводящий газопровод к с. Бelaya Скала, с. Вишенное Белогорского района Республики Крым» Состав проекта	Стадия	Лист	Листов																																																													
ГИП		Пономаренко			06.21		П	1	3																																																													
Разраб.		Шаповаленко			06.21																																																																	
Инв. № подл.							ООО «СимИнжГаз»																																																															

							5
Номер тома		Обозначение		Наименование		Примечание	
7		00598000008/1-ООС		Мероприятия по охране окружающей среды			
8		00598000008/1-ПБ		Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности			
9		00598000008/1-СМ		Смета на строительство			
10				Иная документация, в случаях, предусмотренных федеральными законами			
10.1		00598000008/1-ГОЧС		Мероприятия по гражданской обороне, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера			
2 этап строительства							
Инженерные изыскания							
1		00598000008/2-ИГДИ		Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий			
2		00598000008/2-ИГИ		Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий			
3		00598000008/2-ИЭИ		Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий			
4		00598000008/2-ИГМИ		Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий			
5		00598000008/2-ИГФИ		Технический отчет по результатам инженерно-геофизических изысканий			
Проектная документация							
1		00598000008/2-ПЗ		Пояснительная записка			
2		00598000008/2-ППО		Проект полосы отвода земельного участка			
3		00598000008/2-ТКР		Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения			
1			09-21		07.21	Лист	
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	2	

4	00598000008/2-ИЛО	Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта. Площадки ГРПШ	
4.1	00598000008/2-ИЛО-КР	Конструктивные и объемно-планировочные решения	
4.2	00598000008/2-ИЛО-ИОС.7	Технологические решения	
5	00598000008/2-ПОС	Проект организации строительства	
6	00598000008/2-ПОД	Проект организации работ по сносу (демонтажу) линейного объекта	Не требуется
7	00598000008/2-ООС	Мероприятия по охране окружающей среды	
8	00598000008/2-ПБ	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
9	00598000008/2-СМ	Смета на строительство	
10		Иная документация, в случаях, предусмотренных федеральными законами	
10.1	00598000008/2-ГОЧС	Мероприятия по гражданской обороне, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-СП

Лист

3

Содержание

1	Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района, на территории которого предполагается осуществлять строительство линейного объекта	10
1.1	Физико-географические и техногенные условия.....	10
	Геоморфология	10
	Почвы и растительность	11
1.1	Климат.....	11
1.2	Техногенная нагрузка	12
1.3	Геологическое строение и свойства грунтов.....	12
1.4	Физико-механические свойства грунтов	14
1.5	Коррозионные свойства грунтов	18
1.6	Специфические грунты	19
1.7	Гидрогеологические условия.....	21
1.8	Геологические и инженерно-геологические процессы	23
1.9	Результаты инженерно-гидрогеологических изысканий	26
1.9.1	Общие сведения	26
1.9.2	Участки переходов	28
1.10	Выводы и рекомендации	30
2	Сведения о категории и классе линейного объекта.....	35
2.1	Сведения о категории линейного объекта.....	35
2.2	Уровень ответственности линейного объекта.....	37
2.3	Сведения о безопасном расстоянии от газопровода до зданий и сооружений.....	37
3	Сведения о проектной мощности объекта.....	40
3.1	Характеристика объекта строительства.....	40
3.2	Инфраструктура линейного объекта.....	41
3.3	Молниезащита и заземление.....	45
3.4	Идентификационные признаки объекта	46
3.5	Сведения о проектной мощности	47
3.6	Подключение к существующим сетям.....	47
4	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного	

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	3.2 Инфраструктура линейного объекта..... 41																																																																							
			3.3 Молниезащита и заземление..... 45																																																																							
			3.4 Идентификационные признаки объекта 46																																																																							
			3.5 Сведения о проектной мощности 47																																																																							
			3.6 Подключение к существующим сетям..... 47																																																																							
			4 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного																																																																							
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="4">00598000008/2-ТКР.ПЗ</td></tr><tr><td>1</td><td></td><td></td><td>09-21</td><td></td><td>07.21</td><td colspan="4" rowspan="5"> «Подводящий газопровод к с. Белая Скала, с. Вишенное Белогорского района Республики Крым» 2 этап строительства Пояснительная записка </td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.у</td><td>Лист</td><td>№Док</td><td>Подпись</td><td>Дата</td><td>Стадия</td><td>Лист</td><td>Листов</td></tr><tr><td colspan="2">ГИП</td><td colspan="2">Пономаренко</td><td></td><td>04.21</td><td rowspan="4">П</td><td rowspan="4">1</td><td rowspan="4">81</td></tr><tr><td colspan="2">Разработал</td><td colspan="2">Шаповаленко</td><td></td><td>04.21</td></tr><tr><td colspan="2">Проверил</td><td colspan="2">Федоришин</td><td></td><td>04.21</td></tr><tr><td colspan="2">Н. контр.</td><td colspan="2">Федоришин</td><td></td><td>04.21</td></tr><tr><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td></td><td></td><td colspan="3">ООО "СимИнжГаз"</td></tr></table>																00598000008/2-ТКР.ПЗ				1			09-21		07.21	«Подводящий газопровод к с. Белая Скала, с. Вишенное Белогорского района Республики Крым» 2 этап строительства Пояснительная записка				Изм.	Кол.у	Лист	№Док	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов	ГИП		Пономаренко			04.21	П	1	81	Разработал		Шаповаленко			04.21	Проверил		Федоришин			04.21	Н. контр.		Федоришин			04.21							ООО "СимИнжГаз"		
						00598000008/2-ТКР.ПЗ																																																																				
1			09-21		07.21	«Подводящий газопровод к с. Белая Скала, с. Вишенное Белогорского района Республики Крым» 2 этап строительства Пояснительная записка																																																																				
Изм.	Кол.у	Лист	№Док	Подпись	Дата					Стадия	Лист	Листов																																																														
ГИП		Пономаренко			04.21					П	1	81																																																														
Разработал		Шаповаленко			04.21																																																																					
Проверил		Федоришин			04.21																																																																					
Н. контр.		Федоришин			04.21																																																																					
						ООО "СимИнжГаз"																																																																				

объекта	48
Отключающие устройства.....	49
4.1 Обозначение и привязка наружных газопроводов	50
4.2 Дополнительные сооружения на газопроводах в особых условиях	51
4.3 Вид и способ прокладки газопровода	52
4.4 Пересечение газопроводом существующих дорог	54
4.5 Пересечение газопроводом водных объектов	55
4.6 Прокладка газопровода на обводненных участках.....	57
4.7 Расчет газопровода на прочность	58
4.8 Обоснование диаметра трубопровода.....	64
5 Перечень мероприятий по энергосбережению	64
6 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта..	65
7 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест .	65
8 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдения требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта.....	66
9 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта.....	70
10 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность	74
10.1 Эксплуатация, техническое обслуживание, ремонт газопровода, технических и технологических устройств	74
10.2 Мероприятия по охране растительного и животного мира	77
11 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях	78
11.1 Нагрузки и воздействия.....	78
11.2 Противокоррозионная изоляция футляров.....	80
11.2.1 Проектные решения по пересечению газопроводом естественных и искусственных преград	80
12 Перечень используемой нормативной документации.....	83

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	11 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях 78																							
			11.1 Нагрузки и воздействия..... 78																							
			11.2 Противокоррозионная изоляция футляров..... 80																							
11.2.1 Проектные решения по пересечению газопроводом естественных и искусственных преград 80						12 Перечень используемой нормативной документации..... 83																				
<table><tr><td>1</td><td></td><td></td><td>09-21</td><td></td><td>07.21</td><td rowspan="2">00598000008/2-ТКР.ПЗ</td><td>Лист</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док</td><td>Подпись</td><td>Дата</td><td>3</td></tr></table>												1			09-21		07.21	00598000008/2-ТКР.ПЗ	Лист	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	3
1			09-21		07.21	00598000008/2-ТКР.ПЗ	Лист																			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата		3																			

Приложение А Технические условия на подключение (технологическое присоединение) объектов капитального строительства к сетям газораспределения №08-792/15 от 19.04.2021г., выданные ГУП РК «Крымгазсети» 85

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
1		
Изм.	Кол.уч	Лист
09-21	№ док	Подпись
07.21	Дата	
00598000008/2-ТКР.ПЗ		
Лист		
4		

1 Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района, на территории которого предполагается осуществлять строительство линейного объекта

В административном отношении объект проектирования располагается на землях Белогорского района, Республика Крым, РФ.

1.1 Физико-географические и техногенные условия

Геоморфология

Согласно геоморфологическому районированию территории Крымского полуострова, территория изысканий относится к району Предгорий. Район предгорий характеризуется куэстовым рельефом, возникшим вследствие развития субсеквентных речных долин в условиях моноклинального залегания и различной устойчивости пластов горных пород (Гидрогеология СССР. Том VIII. Крым).

Непосредственно участок изысканий расположен на левом террасированном пологом борту долины реки Биюк Кара-Су.

Рельеф участка изысканий пологоволнистый, без резких колебаний высот, местами пересеченный. В рельефе выделяются древние аллювиальные и аллювиально-делювиальные террасы, которые образовывались на склоне долины в средне- и верхнечетвертичное время. Поверхности террас плоские, ровные и не подвержены расчленению. Террасы, в основном, слагают галечники и гравий с включением валунов, с супесчаным или легким суглинистым заполнителем. Петрографический состав аллювия представлен местными породами и минералами: известняк, песчаник, кварц, мергель. Как правило, аллювий покрывают более молодые (верхнечетвертичные) делювиальные отложения, которые представлены суглинками с редким включением гравия и гальки до 5 – 10%.

Террасированный склон долины реки расчленяют балки и промоины.

Пересекаемые балки, расчленяющие склон долины, имеют пологие склоны и плоское дно, как правило с неглубоким эрозионным врезом, глубиной 0.2 – 0.4 м. По дну некоторых балок протекают сезонные ручьи. Склоны балок не эродированы и покрыты травянистой растительностью.

Общий уклон участка изысканий – юг, юго-восток, к реке Биюк Кара-Су.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

5

Абсолютные отметки поверхности земли по устьям пробуренных скважин изменяются в пределах 121.52 – 162.37 м.

Почвы и растительность

В почвенном покрове района изысканий преобладают черноземы остаточно-карбонатные и дерновые карбонатные почвы (Почвенная карта Крыма. Автор Н.А. Драган).

В растительном покрове участка производства работ преобладают сельскохозяйственные угодья на месте пушисто-дубовых лесов и ковыльно-типчаковых разнотравных степей (Карта растительности Крыма. Автор Дидух Я.П.).

На участке изысканий почвенно-растительный слой вскрыт всеми скважинами. Мощность вскрытого почвенного слоя 0,2 – 1,5 м. По своему типу вскрытый горизонт почв относится к черноземам остаточно-карбонатным. Структура почвы – зернисто-комковатая.

Растительность участка изысканий представлена в основном степным травянистым покровом.

1.1 Климат

Для общей характеристики климата района изысканий использованы данные многолетних наблюдений метеорологической станции Сс Белогорск.

В соответствии со Схематической картой климатического районирования Республики Крым для строительства **СП 131.1330.2020** 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.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

6

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 Крымской Сс г.Белогорск достигала 33 см. (Технический отчет по результатам инженерных изысканий. Инженерно-гидрометеорологические изыскания. 0059800000/2-ИГМИ).

1.2 Техногенная нагрузка

Трасса проектируемого газопровода проходит по незастроенной территории.

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

1.3 Геологическое строение и свойства грунтов

В тектоническом отношении территория изысканий расположена в пределах Симферопольского поднятия.

Симферопольское поднятие прилегает на значительном участке к центральной части Горного Крыма и представляет собой обширный выступ складчатого основания Скифской плиты. Поверхность основания вскрыта геологоразведочными скважинами в районе Симферополя и Зуи на небольшой глубине (215-370 м). На западе поднятие ограничено краем Альминской впадины, на востоке – Индольским прогибом. В северном направлении поверхность складчатого основания Симферопольского поднятия постепенно погружается, образуя плоский пологий свод.

Симферопольское поднятие прикрыто с поверхности относительно маломощным чехлом нижне- и верхнемеловых, палеогеновых и неогеновых отложений, разрез которых сокращен и для многих горизонтов представлен мелководными фациями. Верхний мел на

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

7

значительной площади отсутствует (Руководство по учебной геологической практике в Крыму. Т. II. М.В. Муратов. Геология Крымского полуострова. М., «Недра», 1973. 192 с).

В геологическом строении района изысканий главную роль играют отложения верхнего мела (сеноманский, туронский и коньякский ярусы) и нижнего мела (альбский ярус). Породы верхнего мела представлены преимущественно глинами, известняками и мергелями (местами с черными кремнями). Нижнемеловые отложения представлены альба представлены глинами, песчаниками, алевролитами и известняками.

Четвертичные отложения в районе исследования представлены в основном среднечетвертичными, верхнечетвертичными и современными аллювиальными, делювиальными, пролювиальными отложениями и элювиальными отложениями.

В геологическом строении непосредственно участка производства работ принимают участие отложения сеноманского, туронского и коньякского ярусов, верхнего мела, которые представлены преимущественно мергелями, отложения среднего и верхнего эоцена, которые представлены нуммулитовыми известняками и отложениями сарматского яруса, которые представлены глинами. Сверху коренные породы покрывают верхнечетвертичные аллювиальные отложения (гравий и галька) и делювиальные отложения (суглинки).

Геологическое строение рассматриваемого участка, до изученной глубины 6.0 м представлено следующими стратиграфо-генетическими комплексами (СГК):

СГК-I - Современные техногенные образования (tQh)

- Насыпной грунт (дресва и щебень с суглинистым заполнителем), мощностью 0,6 – 3,0 м.

СГК-II - Современные элювиальные образования (eQh)

- Почвенно-растительный слой, мощностью 0,2 – 1,5 м.

СГК-III – Верхнечетвертичные делювиальные, пролювиальные и аллювиальные отложения (d, p, al QN3)

- Суглинок тяжелый, твердый, сильнопросадочный, с единичными включениями гравия и гальки, слабозасоленный. Мощность отложений 0,5 – 4,1 м.

- Суглинок галечниковый, легкий, полутвердый. Мощность отложений 2,4 м.

- Гравийный грунт средней прочности, с твердым супесчаным заполнителем в количестве 37,8%. Мощность отложений 0,7 – 3,8 м.

СГК-IV – Отложения среднего миоцена, сарматского ярусов (N1S3)

- Глина тяжелая, полутвердая, сильнонабухающая, средnezасоленная. Пройденная мощность отложений 0,5 – 4,0 м.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					00598000008/2-ТКР.ПЗ	Лист
			1		09-21	07.21		8
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			

СГК-V – Отложения нижнего и среднего миоцена, бахчисарайского и симферопольского ярусов (P2bh-sm)

- Известняк малопрочный, плотный, размягчаемый. Пройденная мощность отложений 2,0 м.

СГК-IV – Отложения верхнего мела, сеноманского, туронского и коньякского ярусов (K2sm-cn)

- Мергель малопрочный, плотный, размягчаемый. Пройденная мощность отложений 0,5 – 5,2 м.

1.4 Физико-механические свойства грунтов

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 6.0 м, выделены два слоя и шесть инженерно-геологических элементов (ИГЭ 1, ИГЭ 2, ИГЭ 3, ИГЭ 4, ИГЭ 5, ИГЭ 6).

Слой Н – Насыпной грунт (дресва и щебень с суглинистым заполнителем), мощностью 0,6 – 3,0 м.

Слой П – Почвенно-растительный слой, мощностью 0,2 – 1,5 м.

Слои Н и Слой П в отдельный инженерно-геологический элемент не выделялись, т.к. мощность этих слоев меньше глубины заложения основания проектируемых объектов. Данные слои не будут являться основанием для проектируемых сооружений.

Номенклатура выделенных инженерно-геологических элементов определялась согласно ГОСТ 25100-2011.

ИГЭ 1 – Суглинок тяжелый, твердый, сильнопросадочный, с единичными включениями гравия и гальки, слабозасоленный. Мощность отложений 0,5 – 4,1 м.

ИГЭ 2 - Суглинок галечниковый, легкий, полутвердый. Мощность отложений 2,4 м.

Согласно ГОСТ 25100-2011 грунты ИГЭ 1 и ИГЭ 2 относятся к классу дисперсные, подклассу - связные, типу – делювиальные и пролювиальные, виду – минеральные, подвиду – глинистые грунты.

ИГЭ 3 – Гравийный грунт средней прочности, с твёрдым супесчаным заполнителем в количестве 37,8%. Мощность отложений 0,7 – 3,8 м.

Согласно ГОСТ 25100-2011 грунты ИГЭ 3 относятся к классу дисперсные, подклассу - несвязные, типу - осадочные, подтипу - флювиальные, виду – минеральные, подвиду – крупнообломочные.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
Инв. № 00598000008/2-ТКР.ПЗ Согласно ГОСТ 25100-2011 грунты ИГЭ 1 и ИГЭ 2 относятся к классу дисперсные, подклассу - связные, типу – делювиальные и пролювиальные, виду – минеральные, подвиду – глинистые грунты. ИГЭ 3 – Гравийный грунт средней прочности, с твёрдым супесчаным заполнителем в количестве 37,8%. Мощность отложений 0,7 – 3,8 м. Согласно ГОСТ 25100-2011 грунты ИГЭ 3 относятся к классу дисперсные, подклассу - несвязные, типу - осадочные, подтипу - флювиальные, виду – минеральные, подвиду – крупнообломочные.		
1	09-21	07.21
Изм.	Кол.уч	Лист
№ док	Подпись	Дата
00598000008/2-ТКР.ПЗ		
Лист 9		

ИГЭ 4 - Глина тяжелая, полутвердая, сильнонабухающая, средnezасоленная. Пройденная мощность отложений 0,5 – 4,0 м.

Согласно ГОСТ 25100-2011 грунты ИГЭ 4 относятся к классу дисперсные, подклассу - связные, типу – морские, виду – минеральные, подвиду – глинистые грунты.

ИГЭ 5 - Известняк малопрочный, плотный, размягчаемый. Пройденная мощность отложений 2,0 м.

Согласно ГОСТ 25100-2011 грунты ИГЭ 4 относятся к классу скальные, типу – осадочные, виду – карбонатные, подвиду - известняки.

ИГЭ 6 – Мергель малопрочный, плотный, размягчаемый. Пройденная мощность отложений 0,5 – 5,2 м.

Согласно ГОСТ 25100-2011 грунты ИГЭ 6 относятся к классу скальные, типу – осадочные, виду – карбонатные, подвиду - мергели.

Нормативные значения показателей физико-механических свойств грунтов обоснованы результатами лабораторных исследований и их статистической обработки в соответствии с ГОСТ 20522-2012, Методикой ДальНИИС и приведены в Таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Нормативные и расчетные значения физико-механических характеристик грунтов

Характеристика грунта	Номер ИГЭ					
	1	2	3	4	5	6
	Суглинок тяжелый, твердый, сильнопросадочный, с единичным и включениям и гравия и гальки, слабозасоленный	Суглинок галечниковый, легкий, полутвердый	Гравийный грунт средней прочности, с твердым супесчаным заполнителем в количестве 37,8%	Глина тяжелая, полутвердая, сильнонабухающая, средnezасоленная	Известняк малопрочный, плотный, размягчаемый	Мергель малопрочный, плотный, размягчаемый
Нормативные значения						
Влажность природная W, %	15,73	22,81	8,28	32,76	4,96	19,07
Влажность на границе текучести WL, %	32,31	32,74	21,00	62,60		

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

1			09-21		07.21	00598000008/2-ТКР.ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		10

Влажность на границе раскатывания W_p , %.	18,00	21,44	14,69	29,60		
Число пластичности I_p , %	14,21	11,30	6,31	33,0		
Показатель текучести II , д.е.	-0,18	0,12	-1,02	0,10		
Плотность частиц грунта ρ_s , г/см ³	2,71	2,71		2,74		
Плотность грунта ρ , г/см ³	1,73	1,93		1,75	2,32	2,50
Плотность сухого грунта ρ_d , г/см ³	1,50	1,58		1,31	2,21	2,10
Коэффициент пористости e , д.е.	0,818	0,720		1,084		
Коэффициент водонасыщения S_r , д.е.	0,54	0,86		0,83		
Модуль деформации E_0 , с учетом m_k , МПа (сухой/водонасыщенный)	9,9/5,7	23,5*	35,6*	2,75 (без учета m_k)		
Удельное сцепление C , кПа	20	25,7*	22,2*	37		
Угол внутреннего трения ϕ , град.	19,3	22,3*	24,9*	10		
Относительная деформация просадочности, д.е.	0,084					
Относительная деформация набухания, д.е.				0,153		
Коэффициент истираемости, д.е.		0,29				

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

11

Предел прочности на одноосное сжатие, МПа, в водонасыщ. сост./возд.-сухом сост.					10,4 / 14,0	6,0 / 9,8
Коэффициент размягчаемости, K_{sof} , д.е.					0,70	0,61
Расчетные значения: по деформациям ($\alpha = 0.85$)						
Удельное сцепление СП, кПа	18	25,7	22,2	36		
Угол внутреннего трения фП, град.	18,8	22,3	24,9	9,6		
Удельный вес УП, кН/м ³	17,0	19,2		17,2	22,9	24,4
по несущей способности ($\alpha = 0.95$)						
Удельное сцепление СИ, кПа	17	17,1	14,8	35		
Угол внутреннего трения фI, град.	18,4	19,4	21,6	9,3		
Удельный вес УI, кН/м ³	16,8	19,0		17,1	22,7	24,0

* Нормативные значения рассчитаны по методике ДальНИИС.

В соответствии с Таблицей 4.1 СП 14.13330.2018 грунты ИГЭ 1, ИГЭ 2 и ИГЭ 3 относятся ко II (второй) категории по сейсмическим свойствам, грунты ИГЭ 4 относятся к III (третьей) категории по сейсмическим свойствам, грунты ИГЭ 5 и ИГЭ 6 относятся к I (первой) категории по сейсмическим свойствам.

Характер распространения и залегание, выделенных слоев и инженерно-геологических элементов отражены на продольных профилях (чертеж 00598000008/2-ИГИ-Г-3-19).

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

12

1.5 Коррозионные свойства грунтов

Коррозионная агрессивность грунтов определялась по результатам измерения удельного электрического сопротивления (УЭС). Измерения УЭС грунта выполнялись согласно ГОСТ 9.602-2016 прибором М-416 по четырехэлектродной схеме по оси трассы проектируемого газопровода в местах заложения стальных футляров и на площадках ГРПШ, в местах бурения скважин. Стальные электроды размещались на поверхности земли на одной прямой линии. Расстояние между электродами принималось равным глубине прокладки подземного газопровода либо глубине заложения фундамента. Глубина забивки электродов в грунт не превышала 1/20 расстояния между электродами.

Величина удельного электрического сопротивления грунта определялась по формуле:

$$\rho_{гр.} = 2\pi a R_{Ом.м},$$

где R - электрическое сопротивление грунта, измеренное прибором, Ом;

a - расстояние между электродами, м

Значения удельного электрического сопротивления грунта изменяются в пределах от 41 до 73 Ом*м. В соответствии с ГОСТ 9.602-2016 грунты ИГЭ 1 обладают средней коррозионной агрессивностью, а грунты ИГЭ 3 – низкой коррозионной агрессивностью.

Значения удельного электрического сопротивления грунта приведены в Протоколе определения удельного электрического сопротивления грунта и на продольных профилях трасс проектируемого газопровода (чертежи 00598000008-ИГИ-Г-3-19).

Для определения агрессивности грунтов, из зоны воздействия на фундамент проектируемых ГРПШ, из скважины 21 (с глубины 1,0 м), скважины 29 (с глубины 1,50 м), скважины 26 (с глубины 1,7 м), скважины 33 (с глубины 0,9 м), скважины 38 (с глубины 2,0 м), скважины 44 (с глубины 2,0 м) и скважины 50 (с глубины 0,7 м, 1,5 м, 4,2 м) были отобраны образцы грунта для химического анализа их водной вытяжки (грунты ИГЭ 1, ИГЭ 3 и ИГЭ 4).

В соответствии с таблицей В.1 СП 28.13330.2017 грунты ИГЭ 1 по содержанию сульфатов (SO₄²⁻ - 6419,9 мг/кг) сильноагрессивные к бетонам марок по водопроницаемости W4 – W20.

В соответствии с таблицей В.2 СП 28.13330.2017 грунты ИГЭ 1 по содержанию хлоридов (Cl⁻ - 216,27 мг/кг) неагрессивные к арматуре железобетонных конструкций для бетонов всех марок.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

13

В соответствии с таблицей Б.25, ГОСТ 25100-2011 грунты ИГЭ 1 относятся к слабозасоленным, $D_{sal} = 0,96\%$, тип засоления - сульфатный.

В соответствии с таблицей В.1 СП 28.13330.2017 грунты ИГЭ 3 по содержанию сульфатов (SO_4^{2-} - 536,33 мг/кг) слабоагрессивные к бетонам марок по водопроницаемости W4 и неагрессивные к бетонам марок по водопроницаемости W6-W20.

В соответствии с таблицей В.2 СП 28.13330.2017 грунты ИГЭ 3 по содержанию хлоридов (Cl^- - 228,10 мг/кг) неагрессивные к арматуре железобетонных конструкций для бетонов всех марок.

В соответствии с таблицей Б.25, ГОСТ 25100-2011 грунты ИГЭ 3 относятся к незасоленным, $D_{sal} = 0,014\%$.

В соответствии с таблицей В.1 СП 28.13330.2017 грунты ИГЭ 4 по содержанию сульфатов (SO_4^{2-} - 10456,6 мг/кг) сильноагрессивные к бетонам марок по водопроницаемости W4 -W20.

В соответствии с таблицей В.2 СП 28.13330.2017 грунты ИГЭ 4 по содержанию хлоридов (Cl^- - 390,0 мг/кг) слабоагрессивные к арматуре железобетонных конструкций для бетонов W4-W6 и неагрессивные всех марок к арматуре железобетонных конструкций для бетонов W8-W14.

В соответствии с таблицей Б.25, ГОСТ 25100-2011 грунты ИГЭ 4 относятся к средnezасоленным, $D_{sal} = 1,53\%$, тип засоления - сульфатный.

1.6 Специфические грунты

Согласно СП 11-105-97, Часть III, грунты слоя Н, слоя П, ИГЭ 1 и ИГЭ 4 относятся к специфическим.

Слой Н - Насыпной грунт (дресва и щебень с суглинистым заполнителем), мощностью 0,6 – 3,0 м.

Согласно СП 22.13330.2016 п. 6.6.3 все вскрытые насыпные грунты на участке изысканий относятся к типу П.

Вскрытые насыпные грунты являются отвалами грунтов природного происхождения, образовавшихся в результате плановой отсыпки местных понижений, также для дорожной подсыпки. Грунты имеют однородный состав и состоят в основном из дресвы и щебня или гравия и гальки местных пород с суглинисто-супесчаным заполнителем. Количество, размер и состав обломочного материала выдержано, как по мощности слоя, так и по простираанию.

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подпись и дата							
			изысканий относятся к типу II. Вскрытые насыпные грунты являются отвалами грунтов природного происхождения, образовавшихся в результате плановой отсыпки местных понижений, также для дорожной подсыпки. Грунты имеют однородный состав и состоят в основном из дресвы и щебня или гравия и гальки местных пород с суглинисто-супесчаным заполнителем. Количество, размер и состав обломочного материала выдержано, как по мощности слоя, так и по простиранию.						
1			09-21		07.21	00598000008/2-ТКР.ПЗ			Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата				14

Наибольшие мощности насыпных грунтов отмечены в скважинах 42 и 56. Здесь насыпные грунты заполняют естественное понижение в рельефе и имеют мощность 2,8 – 3,0 м.

Насыпные грунты дорожной насыпи на переходах через автодорогу Белогорск – Нижегородский бурением не вскрывались.

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, мощностью 0,2 – 1,5 м. Отнесен к специфическим в силу своего элювиального генезиса.

Почвенно-растительный слой в соответствии с Постановлением правительства РФ от 23.02.1994 № 140 подлежит рекультивации, сохранению и рациональному использованию, основанием фундаментов он не является.

ИГЭ - 1 - Суглинок тяжелый, твердый, сильнопросадочный, с единичными включениями гравия и гальки, слабозасоленный. Мощность отложений 0,5 – 4,1 м.

Данный грунт отнесен к специфическим, т. к. обладает просадочными свойствами.

Относительная просадочность (ϵ_{sl}) изменяется в пределах 0,0458 – 0,1261 д.е. (0,084 д.е. – среднее значение относительной просадочности). Согласно ГОСТ 25100-2011, таблица Б.21 грунт является сильнопросадочным. Начальное просадочное давление $P_{пр}$ изменяется в пределах 0,007 – 0,07 МПа.

Просадка грунта от собственного веса составляет 4,1 – 4,2. Тип грунтовых условий по просадочности – I (т.е. просадка грунтов возможна, в основном, от внешней нагрузки, а просадка грунтов от собственного веса не превышает 5 см).

В соответствии с таблицей Б.25, ГОСТ 25100-2011 грунты ИГЭ 1 относятся к слабозасоленным, $D_{sal} = 0,96\%$, тип засоления - сульфатный.

ИГЭ 4 Глина тяжелая, полутвердая, сильнонабухающая, средnezасоленная. Пройденная мощность отложений 0,5 – 4,0 м. Данный грунт отнесен к специфическим т. к. является набухающим. Относительная деформация набухания без нагрузки (ϵ_{sw}) составляет 0,15 д.е. Согласно ГОСТ 25100-2011, табл. Б.20 грунт данного ИГЭ является сильнонабухающим.

В соответствии с таблицей Б.25, ГОСТ 25100-2011 грунты ИГЭ 4 относятся к средnezасоленным, $D_{sal} = 1,53\%$, тип засоления - сульфатный.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

15

1.7 Гидрогеологические условия

Согласно гидрогеологическому районированию Крымского полуострова исследуемый район относится к области Симферопольского поднятия (Гидрогеология СССР, том VIII, Крым).

В области Симферопольского поднятия выделяются следующие водоносные горизонты: четвертичный (аллювиальный), сарматский, среднемиоценовый, среднеэоценовый, нижнемеловой.

На период изысканий подземные воды вскрыты скважинами 15, 52 и 54. Установившийся уровень подземных вод на момент изысканий составил 1,5 – 2,0 м.

Вскрытые подземные воды по условиям залегания относятся к «верховодке». Как такового водовмещающего слоя у подземных вод нет, т.к. уровень подземных вод проходит примерно на границе водоупорных глин ИГЭ 4 либо глинистых мергелей ИГЭ 6 и вышележащих грунтов.

Коэффициент фильтрации (К) для грунтов ИГЭ 1 и ИГЭ 2 составляет 0,1 – 0,001 м/сут, ИГЭ 3 составляет – 1 - 10 м/сут, ИГЭ 4 <0,001 м/сут. (Руководство по определению коэффициента фильтрации водоносных пород методом опытной откачки (Таблица 1).

Для определения химического состава подземных вод из скважины № 15 (с глубины 2,0 м; 2,5 м; 3,0 м) и скважины №52 (с глубины 1,5 м; 1,8 м; 2,0 м) были отобраны пробы воды на химический анализ.

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

По химическому составу на участке изысканий выделяются два типа подземных вод.

Согласно классификации природных вод по О.А. Алекину, в скважине № 15, по своему составу подземные воды хлоридно-сульфатные натриево-кальциевые, весьма слабосолоноватые, очень жёсткие.

В соответствии с таблицей В.3 СП 28.13330.2017 подземные воды по содержанию агрессивной углекислоты (CO_2 – 4,40 мг/дм³) неагрессивны для сооружений, расположенных в грунтах с Kf свыше 0,1 м/сут, в открытом водоеме и для напорных сооружений при марке бетона по водопроницаемости W4 - W12.

В соответствии с таблицей В.4 СП 28.13330.2017 подземные воды обладают средней сульфатной агрессивностью на бетоны марок по водопроницаемости W4 – W8 для сооружений, расположенных в грунтах с Kf свыше 0,1 м/сут, в открытом водоеме и для напорных сооружений при содержании ионов HCO_3^- свыше 0,0 и до 3,0 мг-экв/дм³.

Ив. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
1		
Изм.	Кол.уч	Лист

09-21	07.21
№ док	Подпись
Дата	

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

16

В соответствии с таблицей В.5 СП 28.13330.2017 подземные воды неагрессивны для сооружений, расположенных в грунтах с K_f свыше 0,1 м/сут, в открытом водоеме и для напорных сооружений при содержании ионов SO_4^{2-} (мг/дм³), на бетоны марок по водопроницаемости W10-W14 и W16-W20.

В соответствии с таблицей Г.2 СП 28.13330.2012 подземные воды неагрессивны по содержанию хлоридов к арматуре железобетонных конструкций из бетона марки по водопроницаемости не менее W6 при постоянном погружении и при периодическом смачивании.

В соответствии с таблицей Х.5 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 (рН) свыше 5.

Согласно классификации природных вод по О.А. Алекину, в скважине № 52, 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 уголекислоты (CO_2 – 17,6 мг/дм³) слабоагрессивные для сооружений, расположенных в грунтах с K_f свыше 0,1 м/сут, в открытом водоеме и для напорных сооружений при марке бетона по водопроницаемости W4 и неагрессивные при марке бетона W6 - W12.

В соответствии с таблицей В.4 СП 28.13330.2017 подземные воды не обладают сульфатной агрессивностью на бетоны марок по водопроницаемости W4 – W8 для сооружений, расположенных в грунтах с K_f свыше 0,1 м/сут, в открытом водоеме и для напорных сооружений при содержании ионов HCO_3^- свыше 3,0 и до 6,0 мг-экв/дм³.

В соответствии с таблицей В.5 СП 28.13330.2017 подземные воды неагрессивны для сооружений, расположенных в грунтах с K_f свыше 0,1 м/сут, в открытом водоеме и для напорных сооружений при содержании ионов SO_4^{2-} (мг/дм³), на бетоны марок по водопроницаемости W10-W14 и W16-W20.

В соответствии с таблицей Г.2 СП 28.13330.2012 подземные воды неагрессивны по содержанию хлоридов к арматуре железобетонных конструкций из бетона марки по водопроницаемости не менее W6 при постоянном погружении и при периодическом смачивании.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

17

В соответствии с таблицей X.5 СП 28.13330.2017 подземные воды среднеагрессивны к металлическим конструкциям по суммарной концентрации сульфатов и хлоридов ($\text{SO}_4 + \text{Cl}$ -) до 5 г/л и водородному показателю (pH) свыше 5.

1.8 Геологические и инженерно-геологические процессы

Исследуемый участок по сложности инженерно-геологических условий относится к III (сложной) категории, согласно Приложения Г СП 47.13330.2016 и Приложения Б СП 11-105-97, Часть I.

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

Сейсмичность

Исследуемая территория расположена в сейсмически опасной зоне.

В соответствии с Таблицей 4.1 СП 14.13330.2018 грунты ИГЭ 1, ИГЭ 2 и ИГЭ 3 относятся ко II (второй) категории по сейсмическим свойствам, грунты ИГЭ 4 относятся к III (третьей) категории по сейсмическим свойствам, грунты ИГЭ 5 и ИГЭ 6 относятся к I (первой) категории по сейсмическим свойствам.

Для уточнения сейсмичности участка изысканий, в соответствии с п. 4.3 СП 14.13330.2018, ООО «КРАСНОДАРСПЕЦГЕОФИЗИКА» было выполнено сейсмическое микрорайонирование. Результаты геофизических исследований приведены в Техническом отчете 00598000008/2-ИГФИ.

По расчету методом сейсмических жесткостей, максимальное приращение исследуемой территории составляет 0,31 балла. Следовательно, максимальная расчётная сейсмичность участка для уровня риска «В» (ОСР-2015) с учетом максимального приращения сейсмической интенсивности составило 8,31 баллов. В целочисленном значении сейсмичность площадки составляет 8 баллов.

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

Карстоопасность

На участке изысканий оценивалось развитие карстовых процессов, т.к. в геологическом разрезе присутствуют труднорастворимые карбонатные породы – известняки (ИГЭ 5) и мергели (ИГЭ 6), что обуславливает возможность развития карбонатного карста.

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

1			09-21		07.21	00598000008/2-ТКР.ПЗ	Лист 18
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		

Карстующиеся грунты распространены по проектируемой трассе от ПК 0+00.0 до ПК 1+00.0; от ПК 13+00.0 до ПК 19+50.0; от ПК 31+30.0 до ПК 40+50.0; от ПК 49+35.0 – до ПК 51+00.0.

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 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 производстве инженерно-геологических изысканий и полевого обследования на участке производства работ поверхностные карстовые проявления (наличие провалов, воронок, замкнутых понижений, оседаний поверхности земли и др.) зафиксированы не были. Древние карстовые формы на участке изысканий так же отсутствуют.

При бурении подземные проявления карста (провалы бурового инструмента и др.) зафиксированы не были.

Согласно таблицам 5.1 и 5.2, п. 5.2.11 СП 11-105-97, Часть II, участок изысканий по категории устойчивости территории относительно интенсивности образования карстовых провалов относится к категории V-Г.

В процессе бурения и рекогносцировочного обследования территории участка изысканий, а также прилегающих территорий суффозионных, карстовых проявлений, разрушения или усадки жилых и нежилых построек не выявлено. Участок производства работ на момент изысканий находится в стабильном состоянии.

В соответствии с таблицей 5.1 СП 115.13330.2016 категория опасности процесса оценивается как умеренно опасная.

Подтопление

Процесс подтопления развит на участках трассы от ПК 16+66.5 до ПК 16+95.5; от ПК 72+16.0 до ПК 72+30.0; от ПК 78+41.6 до ПК 79+00.0.

Всего на участке изысканий выделяются три подтопленных участка. Морфологически они расположены в донных частях пересекаемых балок.

На период изысканий подземные воды вскрыты скважинами 15, 52 и 54. Установившийся уровень подземных вод на момент изысканий составил 1,50 – 2,00 м.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

19

Согласно опросу местных жителей, подъем уровня подземных вод происходит во влажные годы, при интенсивных продолжительных осадках, а также при снеготаянии и составляет от 1,0 до 1,5 м.

В соответствии с Приложением И, СП 11-105-97, Часть II, по типизации территорий по подтопляемости участки, с выделенными пикетами, по развитию процесса относятся к району I-A - подтопленные в естественных условиях и участку I-A-1 - постоянно подтопленные.

На участке изысканий также имеются потенциально подтопляемые участки: ПК 31+00.0 – ПК 31+13.5; ПК49+14.2 - ПК49+76.2; ПК56+00.5 - ПК56+47.2; ПК 70+50.0 – ПК 70+70.0.

На данных участках проектируемая трасса пересекает временные водотоки (пересыхающие ручьи)

В соответствии с Приложением И, СП 11-105-97, Часть II, по типизации территорий по подтопляемости участки, с выделенными пикетами, по развитию процесса относятся к району II-A - подтопленные в естественных условиях и участку II-A-1 – потенциально подтопляемые.

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

Эрозионные процессы

Эрозионные процессы на участке изысканий проявляются в виде линейной эрозии и плоскостного смыва.

Линейная эрозия развивается в донных частях пересекаемых балок. По дну некоторых балок протекает временные водотоки – пересыхающие ручьи.

Более подробная информация о пересекаемых временных водотоках отражена в отчете 00598000008/2-ИГМИ.

Проектируемая трасса пересекает семь временных водотоков без названия. Участки пересечения проектируемой трассой временных водотоков отражены в таблице 1.10.1.

Участки, перечисленные в таблице 1.10.1, являются эрозионноопасными. Свидетельством активного развития линейной эрозии является наличие V-образных эрозионных врезов в донных частях балок.

Процесс плоскостного смыва развивается на склонах пересекаемых балок и оказывает незначительное влияние. Склоны пересекаемых балок пологие и не эродированы, покрыты травянистой растительностью. Промоины либо эрозионные борозды на склонах балок отсутствуют.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

20

В соответствии с таблицей 5.1 СП 115.13330.2016 категория опасности эрозионного процесса территории на выделенных пикетах оценивается как опасная.

1.9 Результаты инженерно-гидрогеологических изысканий

1.9.1 Общие сведения

Проектируемые трассы газопроводов пересекают 5 временных водотоков без названия. Ведомость переходов представлена в таблице 1.10.1

Таблица 1.10.1 Ведомость пересечений с водными объектами

Трасса газопровода	участок пересечения		Способ перехода	Участок перехода, относительно перепускного сооружения по ходу течения
временный водоток б/н (в балке) №1				
ГЗ№2	ПК16+73.3	ПК16+87.7	подземно	перед сооружением
временный водоток б/н (в балке) №2				
ГЗ№2	ПК31	ПК31+13.5	подземно	после сооружения
временный водоток б/н (в балке) №3				
ГЗ№2	ПК49+14.2	ПК49+76.2	подземно	перед сооружением
временный водоток б/н (в балке) №4				
ГЗ№2	ПК56+00.5	ПК56+47.2	подземно	после сооружения
временный водоток б/н (в балке) №5				
ГЗ№2	ПК78+63.9	ПК79	подземно	перед сооружением

Переход №1, временный водоток №1 (газопровод ГЗ№2)

Пересекаемый временный водоток протекает в глубоком овраге. Форма оврага – ящикообразная.

Участок пересечения располагается до перепускного сооружения под автомобильной дорогой. Перепускное сооружение представлено железобетонным туннелем под дорогой.

Глубина оврага 4,28 м от полотна дороги до минимальной отметки дна оврага перед перепускным сооружением. На дне оврага располагается перепускная труба. Проектируемый газопровод будет уложен на глубину не менее 1 м от поверхности.

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

1			09-21	Ф.И.О.	07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

21

Ширина русла на участке перехода составляет 22,6 м. Ширина русла определена при топографической съемке участка расчетного свора по характерным отметкам уровня воды, которые оставлены большим объемом воды, проходящим в русле.

На момент выполнения инженерных изысканий сток в русле отсутствовал.

При полевом обследовании русла я до перепускной трубы, участки размыва русла, а также размыв стенок оврага не обнаружен. Руслó ручья заросшее, следы засорения и запруживания отсутствуют.

Переход №2, временный водоток №2 (газопровод ГЗ№2)

Ручей протекает в неглубоком овраге. Участок перехода располагается после выхода пересекаемого водотока из перепускного тоннеля под автомобильной дорогой. Проектируемый газопровод пересекает русло подземно под руслом водотока.

Руслó ручья до перепускного сооружения земляное, с пологими склонами, прямолинейное. Непосредственно в русле, а также вдоль русла на склонах оврага произрастает кустарниковая и древесная растительность. Ширина русла на участке перехода 1,2м. Ширина русла определена при топографической съемке участка расчетного свора по характерным отметкам уровня воды, которые оставлены большим объемом воды, проходящим в русле.

При полевом обследовании русла пересекаемого водотока до перепускного устройства, участки размыва русла, а также размыв стенок оврага не обнаружен. Руслó ручья заросшее, следы засорения и запруживания отсутствуют

Переход №3, временный водоток №3 (газопровод ГЗ№2)

Ручей протекает в не глубоком овраге. После участка перехода ручей проходит под асфальтовой дорогой, на участке пересечения с дорогой русло заключено в перепускной тоннель под дорогой. Пересечение водотока будет выполнено подземно под руслом.

Руслó ручья до перепускной трубы земляное, с пологими склонами, прямолинейное. Непосредственно русло покрыто травянистой растительностью, вдоль русла на склонах оврага произрастает кустарниковая и редкая древесная растительность. Ширина русла на участке перехода составляет 5 м. Водоток протекает по дну оврага. Ширина русла определена при топографической съемке участка расчетного свора по характерным отметкам уровня воды, которые оставлены большим объемом воды, проходящим в русле.

При полевом обследовании русла ручья до перепускного устройства, участки размыва, а также размыв стенок оврага не обнаружен. Руслó ручья заросшее, следы засорения и запруживания отсутствуют.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

22

Переход №4, временный водоток №4 (газопровод ГЗ№2)

Ручей протекает в не глубоком овраге. Перед участком перехода русло проходит под грунтовой автомобильной дорогой через перепускные железобетонные трубы (2 шт.).

Русло ручья до перепускного сооружения земляное, с крутыми склонами, прямолинейное. Непосредственно русло занято травянистой растительностью, кустарниковая и древесная растительность в русле и пойме отсутствует. Ширина русла на участке перехода составляет 10,6 м. Ширина русла определена при топографической съемке участка расчетного свора по характерным отметкам уровня воды, которые оставлены большим объемом воды, проходящим в русле.

При полевом обследовании русла ручья до перепускного устройства и после него, участки размыва русла, а также размыв стенок оврага не обнаружен. Русло ручья заросшее, следы засорения и запруживания отсутствуют.

Переход №5, временный водоток №5 (газопровод ГЗ№2)

Ручей протекает в не глубоком овраге. После участка перехода русло проходит под автомобильной дорогой через перепускной тоннель.

Русло ручья до перепускного сооружения земляное, с некрутыми склонами, извилистое. Непосредственно русло занято травянистой растительностью, кустарниковая и древесная растительность в русле и пойме отсутствует. Ширина русла на участке перехода составляет 2,1 м. Ширина русла определена при топографической съемке участка расчетного свора по характерным отметкам уровня воды, которые оставлены большим объемом воды, проходящим в русле.

При полевом обследовании русла ручья до перепускного устройства и после него, участки размыва русла, а также размыв стенок оврага не обнаружен. Русло ручья заросшее, следы засорения и запруживания отсутствуют.

1.9.2 Участки переходов

Проектируемые переходы водных преград №1-5 будут выполнены подземным способом, на данных переходах проектируемые газопроводы будут уложены под руслом пересекаемых водных объектов.

На всех участках переходов либо до перехода, либо после располагаются перепускные сооружения, так как пересекаемые водотоки на своем пути перед впадением в Биюк Карасу пересекают автомобильную дорогу.

Ведомость участков переходов и перепускных сооружений вблизи участков переходов представлена в таблице 1.10.2

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Проектируемые переходы водных преград №1-5 будут выполнены подземным способом, на данных переходах проектируемые газопроводы будут уложены под руслом пересекаемых водных объектов. На всех участках переходов либо до перехода, либо после располагаются перепускные сооружения, так как пересекаемые водотоки на своем пути перед впадением в Биюк Карасу пересекают автомобильную дорогу. Ведомость участков переходов и перепускных сооружений вблизи участков переходов представлена в таблице 1.10.2					
1			09-21		07.21	00598000008/2-ТКР.ПЗ		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			23

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Таблица 1.10.2

№ перехода	Тип перепускного сооружения	Материал	Ширина/высота, или диаметр м	тип оголовка	Состояние, признаки разрушения	Способ пересечения
1	Тоннель	Железобетон	3,86/2	раструбный	удовлетворительное, следы разрушений отсутствуют	подземно, до перепускного сооружения
2	Тоннель	Железобетон	3,6/0,6	раструбный	удовлетворительное, следы разрушений отсутствуют	подземно, после перепускного сооружения
3	Тоннель	Железобетон	2/0,5	раструбный	удовлетворительное, следы разрушений отсутствуют	подземно, до перепускного сооружения
4	Две трубы	Железобетон	0,6 (2 шт)	отсутствует	удовлетворительное, следы разрушений отсутствуют	подземно, после перепускного сооружения
5	Тоннель	Железобетон	2,9/1,3	раструбный	удовлетворительное, следы разрушений отсутствуют	подземно, до перепускного сооружения

Все пересекаемые водотоки являются левыми притоками р. Бюк Карасу (по течению) и впадают в нее после пересечения автомобильной дороги Белогорск – Нижнегорский.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

24

Площади водосборов пересекаемых ручьев, длина, средний уклон водосбора и средневзвешенный уклон русла определены по данным топографических карт (см. 00598000008/2-ИГМИ Приложение П1 , П2).

Таблица 1.10.3 – Ведомость пересекаемых водных объектов с основными гидрографическими характеристиками

Название водного объекта	Створ перехода	Площадь водосбора (до перехода) F, км ²	Длина (до расчетного створа) L/общая длина, км	Средний уклон водосбора	Средневзвешенный уклон русла
временный водок №1	1	5,4	3,26/3,43	36,39	5,44
временный водок №2	2	18,04	5,72/5,94	69,11	16,97
временный водок №3	3	3,83	2,43/2,49	65,27	8,74
временный водок №4	4	7,1	3,52/3,96	54,21	28,22
временный водок №5	5	5,34	2,51/3,12	48,95	16,72

1.10 Выводы и рекомендации

1. Исследуемый участок по сложности инженерно-геологических условий относится к III (сложной) категории в соответствии с Приложением Г СП 47.13330.2016 и Приложением Б СП 11-105-97, Часть I.

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

3. Непосредственно участок изысканий расположен на левом террасированном пологом борту долины реки Биюк Кара-Су.

Рельеф участка изысканий пологоволнистый, без резких колебаний высот, местами пересеченный. Участок изысканий приурочен к нескольким геоморфологическим элементам: речным террасам и балкам.

Общий уклон участка изысканий – юг, юго-восток, к реке Биюк Кара-Су.

Абсолютные отметки поверхности земли по устьям пробуренных скважин изменяются в пределах 121.52 – 162.37 м.

4. В соответствии с картой климатического районирования Республики Крым для строительства СП 131.13330.2020 рассматриваемая территория относится к климатическому району III Б.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

25

5. В тектоническом отношении территория изысканий расположена в пределах Симферопольского поднятия.

6. Геологический разрез до глубины 6,0 м представлен двумя слоями и шестью инженерно-геологическими элементами:

Слой Н – Насыпной грунт (дресва и щебень с суглинистым заполнителем), мощностью 0,6 – 3,0 м.

Слой П – Почвенно-растительный слой, мощностью 0,2 – 1,5 м.

ИГЭ 1 – Суглинок тяжелый, твердый, сильнопросадочный, с единичными включениями гравия и гальки, слабозасоленный. Мощность отложений 0,5 – 4,1 м.

ИГЭ 2 - Суглинок галечниковый, легкий, полутвердый. Мощность отложений 2,4 м.

ИГЭ 3 – Гравийный грунт средней прочности, с твёрдым супесчаным заполнителем в количестве 37,8%. Мощность отложений 0,7 – 3,8 м.

ИГЭ 4 - Глина тяжелая, полутвердая, сильнонабухающая, средnezасоленная. Пройденная мощность отложений 0,5 – 4,0 м.

ИГЭ 5 - Известняк малопрочный, плотный, размягчаемый. Пройденная мощность отложений 2,0 м.

ИГЭ 6 – Мергель малопрочный, плотный, размягчаемый. Пройденная мощность отложений 0,5 – 5,2 м.

7. В соответствии с ГОСТ 9.602-2016 грунты ИГЭ 1 обладают средней коррозионной агрессивностью, а грунты ИГЭ 3 – низкой коррозионной агрессивностью. Значения удельного электрического сопротивления грунта изменяются в пределах от 41 до 73 Ом*м.

В соответствии с таблицей В.1 СП 28.13330.2017 грунты ИГЭ 1 по содержанию сульфатов (SO_4^{2-} - 6419,9 мг/кг) сильноагрессивные к бетонам марок по водопроницаемости W4 – W20.

В соответствии с таблицей В.2 СП 28.13330.2017 грунты ИГЭ 1 по содержанию хлоридов (Cl^- - 216,27 мг/кг) неагрессивные к арматуре железобетонных конструкций для бетонов всех марок.

В соответствии с таблицей В.2 СП 28.13330.2017 грунты ИГЭ 3 по содержанию хлоридов (Cl^- - 228,10 мг/кг) неагрессивные к арматуре железобетонных конструкций для бетонов всех марок.

В соответствии с таблицей В.1 СП 28.13330.2017 грунты ИГЭ 4 по содержанию сульфатов (SO_4^{2-} - 10456,6 мг/кг) сильноагрессивные к бетонам марок по водопроницаемости W4 -W20.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

26

В соответствии с таблицей В.2 СП 28.13330.2017 грунты ИГЭ 4 по содержанию хлоридов (Cl^- - 390,0 мг/кг) слабоагрессивные к арматуре железобетонных конструкций для бетонов W4-W6 и неагрессивное всех марок к арматуре железобетонных конструкций для бетонов W8-W14.

8. Согласно СП 11-105-97, Часть III, грунты слоя Н, слоя П, ИГЭ 1 и ИГЭ 4 относятся к специфическим.

Согласно СП 22.13330.2016 п. 6.6.3 все вскрытые насыпные грунты на участке изысканий относятся к типу II.

Грунты ИГЭ 1 согласно ГОСТ 25100-2011, таблица Б.21 являются сильнопросадочными, слабозасолёнными. Просадка грунта от собственного веса составляет 4,1 – 4,2 см. Тип грунтовых условий по просадочности – I.

В соответствии с таблицей Б.25, ГОСТ 25100-2011 грунты ИГЭ 1 относятся к слабозасолённым, $D_{sal} = 0,96\%$, тип засоления - сульфатный.

Грунты ИГЭ 4 согласно ГОСТ 25100-2011, табл. Б.20 являются сильнонабухающими, средnezасолёнными. Относительная деформация набухания без нагрузки (ϵ_{sw}) составляет 0,15 д.е.

В соответствии с таблицей Б.25, ГОСТ 25100-2011 грунты ИГЭ 4 относятся к средnezасолённым, $D_{sal} = 1,53\%$, тип засоления - сульфатный.

9. Согласно гидрогеологическому районированию Крымского полуострова исследуемый район относится к области Симферопольского поднятия.

На период изысканий подземные воды вскрыты скважинами 15, 52 и 54. Установившийся уровень подземных вод на момент изысканий составил 1,5 – 2,0 м.

По химическому составу на участке изысканий выделяются два типа подземных вод: в скважине № 15 - хлоридно-сульфатные натриево-кальциевые, весьма слабосолоноватые, очень жёсткие; в скважине 52 - гидрокарбонатно-сульфатные кальциево-натриевые, весьма слабосолоноватые, очень жёсткие.

Вскрытые подземные воды по условиям залегания относятся к «верховодке».

10. На участке изысканий из опасных геологических процессов, которые представляют угрозу безопасности при строительстве и эксплуатации проектируемого объекта, выделяются сейсмические процессы, эрозионные процессы, подтопление и потенциальная карстоопасность.

При производстве инженерно-геологических изысканий и полевого обследования на участке производства работ поверхностные карстовые проявления (наличие провалов,

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

1			09-21		07.21	00598000008/2-ТКР.ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата		27

воронок, замкнутых понижений, оседаний поверхности земли и др.) зафиксированы не были. Древние карстовые формы на участке изысканий так же отсутствуют. При бурении подземные проявления карста (провалы бурового инструмента и др.) зафиксированы не были.

Согласно таблицам 5.1 и 5.2, п. 5.2.11 СП 11-105-97, Часть II, участок изысканий по категории устойчивости территории относительно интенсивности образования карстовых провалов относится к категории V-Г.

Процесс подтопления развит на участках трассы от ПК 16+66.5 до ПК 16+95.5; от ПК 72+16.0 до ПК 72+30.0; от ПК 78+41.6 до ПК 79+00.0.

Всего на участке изысканий выделяются три подтопленных участка. Морфологически они расположены в донных частях пересекаемых балок.

Эрозионные процессы на участке изысканий проявляются в виде линейной эрозии и плоскостного смыва.

Линейная эрозия развивается в донных частях пересекаемых балок. По дну некоторых балок протекают временные водотоки – пересыхающие ручьи. Эрозионноопасные участки приведены в таблице 7.1.

Процесс плоскостного смыва развивается на склонах пересекаемых балок и оказывает незначительное влияние. Склоны пересекаемых балок пологие и не эродированы, покрыты травянистой растительностью. Промоины либо эрозионные борозды на склонах балок отсутствуют.

11. 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 3 относятся ко II (второй) категории по сейсмическим свойствам, грунты ИГЭ 4 относятся к III (третьей) категории по сейсмическим свойствам, грунты ИГЭ 5 и ИГЭ 6 относятся к I (первой) категории по сейсмическим свойствам.

12. Классификация грунтов по трудности разработки приведена согласно

ГЭСН 81-02-01-2017 в таблице 1.10.

Таблица 1.10

№ ИГЭ (слоя)	Наименование грунта по ГОСТ 25100-2011	Группа грунта по трудности разработки ГЭСН81-02-01-2017
Слой Н	Насыпной грунт (дресва и щебень с суглинистым заполнителем)	п. 416

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

1			09-21		07.21	00598000008/2-ТКР.ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		28

Слой П	Почвенно-растительный слой	п. 9а
ИГЭ 1	Суглинок тяжелый, твердый, сильнопросадочный, с единичными включениями гравия и гальки, слабозасоленный	п.35в
ИГЭ 2	Суглинок галечниковый, легкий, полутвердый	п.35г
ИГЭ 3	Гравийный грунт средней прочности, с твёрдым супесчаным заполнителем в количестве 37,8%	п.6в
ИГЭ 4	Глина тяжелая, полутвердая, сильнонабухающая	п.8г
ИГЭ 5	Известняк малопрочный, плотный, размягчаемый	п.16б
ИГЭ 6	Мергель малопрочный, плотный, размягчаемый	п.24б

Согласно данным инженерно-геологических условий участка изысканий, выявленных в процессе полевых и камеральных работ, рекомендуется:

- 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 На этапе проектирования и строительства предусмотреть мероприятия по устранению просадочных свойств в грунтах ИГЭ 1 (трамбовка, замачивание под собственным весом и т. д.).
- 5 В связи с наличием подземных вод, на подтопленных участках и участках потенциального подтопления, указанных в разделе 7, для обеспечения устойчивости положения газопровода в траншее на проектных отметках, необходимо произвести балластировку газопровода или закрепление в пределах подтопленных участках (железобетонные утяжелители различных типов, грунтовая засыпка, обетонированные трубы и т.д.).
- 6 На участках распространения специфических набухающих грунтов ИГЭ 4 необходимо разработать мероприятия, направленные на снижение или полное исключение возможных деформаций: водозащитные меры; предварительное замачивание основания в пределах всей части толщи набухающих грунтов;

Ив. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
1		
Изм.	Кол.уч	Лист

09-21	07.21
№ док	Подпись
Дата	

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

29

применение компенсирующих песчаных подушек; полная и частичная замена слоя набухающего грунта ненабухающим и т.д.

- 7 Поддерживать сложившееся геодинамическое равновесия территории изысканий и в обязательном порядке, после строительства проектируемого объекта, выполнить рекультивацию почвенного и растительного слоя в особенности на склонах пересекаемых балок.

2 Сведения о категории и классе линейного объекта

2.1 Сведения о категории линейного объекта

Система газоснабжения проектируемого объекта: «Подводящий газопровод к с. Белая Скала, с. Вишенное Белогорского района Республики Крым» предназначена для подачи природного газа коммунально-бытовым потребителям и населению с. Белая Скала, с. Вишенное, Белогорского района, Республики Крым, РФ.

Снабжение газом данных населенных пунктов позволит:

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

Согласно Техническому заданию на выполнение проектно-изыскательских работ , газоснабжение сел Белая Скала и Вишенное предусмотрено с разбивкой на этапы строительства:

1 этап строительства – проектирование газопровода высокого давления **2 категории** к с. Белая Скала с устройством площадки БУУРГ и ГРПШ.

2 этап строительства – проектирование газопровода высокого давления **2 категории** к с. Вишенное с устройством площадок ГРПШ №1 и ГРПШ №2.

Данной проектной документацией рассматривается **2 этап строительства**. Проектную документацию по 1-му этапу строительства см. проект 00598000008/1.

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

Проектируемая система транспортирования и распределения газа представляет следующий комплекс сооружений:

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

30

- газопровод высокого давления **2 категории** Дн225 от проектируемой площадки БУУРГ и ГРПШ Белая Скала к проектируемым площадкам ГРПШ Вишенное №1, ГРПШ Вишенное №2;

- площадка ГРПШ Вишенное №1;

- площадка ГРПШ Вишенное №2.

Согласно Техническим условиям на подключение к сетям газораспределения №08-792/15 от 19.04.2021г. (Приложение А), выданных ГУП РК «Крымгазсети»:

Максимальная нагрузка (часовой расход газа) с. Вишенное (2 этап строительства) – 1992,4 м³/час;

Точка подключения:

- существующий подземный газопровод высокого давления Ø325 мм, проложенный от ГРС Белогорск (1 этап строительства).

Значение давления в точке подключения в существующий газопровод высокого давления (максимальное / фактическое (расчетное)) – 0,6 МПа / 0,4 МПа.

Функциональное назначение объекта в соответствии с приказом Минстроя от 10.07.2020 № 374/пр – 19.7.3.1 "Инженерные сети населенных пунктов. Газораспределительная сеть".

В соответствии с Приложением №1 Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, утвержденного постановлением Правительства РФ № 870 от 29.10.10 г., по рабочему давлению транспортируемого газа проектируемые газопроводы относятся к газопроводам высокого давления 2 категории (свыше 0,3 до 0,6 МПа включительно).

Проектируемый газопровод относится к – системе газопроводов высокого давления **2 категории**.

Обозначение системы – Г3 (газопровод высокого давления 2 категории).

Рабочее давление – от 0,3 МПа до 0,6 МПа.

В соответствии с приложением 2, Федерального закона от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ (ред. от 31.12.2014) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», для сетей газораспределения, предназначенных для транспортировки природного газа давлением менее 1,2 МПа, установлен III класс опасности (средней опасности).

Транспортируемая среда – природный газ, отвечающий требованиям ГОСТ 5542-2014*. Теплота сгорания природного газа 8000 ккал/м³, плотность в нормальных условиях 0,69-0,73 кг/м³.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

31

Наружный диаметр проектируемых газопроводов составляет 110; 180; 225; номинальный диаметр согласно ГОСТ Р 58121.2-2018 «Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен (ПЭ). Часть 2. Трубы» (DN) – 110; 180; 225.

Наружные газопроводы запроектированы:

- для подземной прокладки из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR 11 Powerpipe Jacket 1 по ГОСТ Р 58121.2-2018 Дн110, 180; Дн225. Коэффициент запаса прочности принят 3,2;

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

Расчетный срок службы газопроводов принимается: для газопроводов из полиэтиленовых труб - 50 лет.

Проектируемая система газоснабжения предназначена для подачи природного газа коммунально-бытовым потребителям и населению с. Белая Скала, с. Вишенное, Белогорского района, Республики Крым, РФ.

Вариант трассы газопровода выбран в соответствии с актом выбора трассы и ТУ заинтересованных организаций. Трасса газопровода выбрана:

- кратчайшая, с целью экономичности строительства;
- в приближении к объектам газификации.

2.2 Уровень ответственности линейного объекта

Согласно Федеральному закону от 30.12.2009 N 384-ФЗ (ред. от 02.07.2013) "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" уровень ответственности – нормальный.

2.3 Сведения о безопасном расстоянии от газопровода до зданий и сооружений

Газопровод запроектирован с учетом нормативных расстояний от фундаментов зданий и сооружений согласно СП 62.13330.2011*, 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 «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

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

32

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 (с изменениями на 21 декабря 2018 года)»; Постановлением Правительства РФ от 20 ноября 2000 года №878 «Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей (с изменениями на 17 мая 2016 года)», 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 сети водопровода: 5 метров от стенок трубопровода (диаметром до 600 мм);

- существующие линии электропередач (ЛЭП): напряжением 0,4 кВ- 2,0 м, для ЛЭП 10кВ – 10м, для ЛЭП 220 (330) кВ – 30,0 м;

- существующий подземный кабель 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.

При параллельном следовании и пересечении с подземными и надземными коммуникациями соблюдены все меры предосторожности и требования норм СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы», ПУЭ.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

33

Соблюденно вертикали при пересечении проектируемым газопроводом трубопроводов - не менее 0,2м. При пересечении кабеля связи – не менее 0,5м.

Кабель связи в местах пересечения с газопроводом заключается в асбестоцементную трубу БНТ диаметром 100 ГОСТ 31416-2009.

По трассе проектируемого газопровода имеются пересечения и параллельная прокладка с инженерными коммуникациями, которые имеют охранные зоны. Все работы в охранных зонах производятся вручную и в присутствии представителей собственников данных коммуникаций.

Расстояния в свету по горизонтали от проектируемого подземного газопровода до существующих зданий и сооружений, приняты согласно СП 62.13330.2011* «Газораспределительные системы».

Расстояния в свету по горизонтали при параллельном следовании и пересечении с подземными и надземными коммуникациями в соответствии с требованиями норм СП 62.13330.2011* «Газораспределительные системы», п.2.4.61 Таблица 2.4.4, табл.2.5.40 ПУЭ от подземного газопровода высокого давления 2 категории составляют:

- до надземных ЛЭП 10кВ, – не менее 6м;
- до надземных ЛЭП 0,4кВ – не менее 2,5м;
- до подземных кабелей связи – не менее 1,0м;
- до подземного водопровода – не менее 1,5м.

При пересечении проектируемым газопроводом существующих сетей выдержано нормативное расстояние по вертикали:

- при пересечении проектируемым газопроводом трубопроводов – не менее 0,2м;
- при пересечении кабеля связи – не менее 0,5м;

При пересечении газопроводом воздушных линий электропередач, отключающие устройства предусмотрены 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 0,4 кВ- 2,0 м, для ЛЭП 10 кВ – 10,0 м, для ЛЭП 220 (330) кВ – 25,0 м (30,0 м).

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

34

3 Сведения о проектной мощности объекта

3.1 Характеристика объекта строительства

Проектируемая система газоснабжения предназначена для подачи природного газа коммунально-бытовым потребителям и населению с. Белая Скала, с. Вишенное, Белогорского района, Республики Крым, РФ.

Снабжение газом данных населенных пунктов позволит:

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

Согласно Техническому заданию на выполнение проектно-изыскательских работ, газоснабжение сел Белая Скала и Вишенное предусмотрено с разбивкой на этапы строительства:

1 этап строительства – проектирование газопровода высокого давления 2 категории к с. Белая Скала с устройством площадки БУУРГ и ГРПШ.

2 этап строительства – проектирование газопровода высокого давления 2 категории к с. Вишенное с устройством площадок ГРПШ №1 и ГРПШ №2.

Данной проектной документацией рассматривается **2 этап строительства**. Проектную документацию по 1-му этапу строительства см. проект 00598000008/1.

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

Проектируемая система транспортирования и распределения газа представляет следующий комплекс сооружений:

- газопровод высокого давления 2 категории Дн225 от проектируемой площадки БУУРГ и ГРПШ Белая Скала к проектируемым площадкам ГРПШ Вишенное №1, ГРПШ Вишенное №2;

- площадка ГРПШ Вишенное №1;
- площадка ГРПШ Вишенное №2.

Согласно Техническим условиям на подключение к сетям газораспределения №08-792/15 от 19.04.2021г. (Приложение А), выданных ГУП РК «Крымгазсети»:

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

1			09-21		07.21	00598000008/2-ТКР.ПЗ	Лист 35
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		

Максимальная нагрузка (часовой расход газа) с. Вишенное (2 этап строительства) – 1992,4 м³/час;

Точка подключения:

- существующий подземный газопровод высокого давления Ø325 мм, проложенный от ГРС Белогорск (1 этап строительства).

Значение давления в точке подключения в существующий газопровод высокого давления (максимальное / фактическое (расчетное)) – 0,6 МПа / 0,4 МПа.

Функциональное назначение объекта в соответствии с приказом Минстроя от 10.07.2020 № 374/пр – 19.7.3.1 "Инженерные сети населенных пунктов. Газораспределительная сеть".

3.2 Инфраструктура линейного объекта

Технологической частью проекта по объекту: «Подводящий газопровод к с. Белая Скала, с. Вишенное Белогорского района Республики Крым» 2 этап строительства предусматривается строительство площадок ГРПШ Вишенное №1, ГРПШ Вишенное №2 в с. Вишенное.

Функциональное назначение объекта в соответствии с приказом Минстроя от 10.07.2020 № 374/пр – 19.7.3.1 "Инженерные сети населенных пунктов. Газораспределительная сеть".

Площадки ГРПШ Вишенное №1 и ГРПШ Вишенное №2 предназначены для снижения давления газа с высокого давления 2 категории на низкое давление, поступающего от газораспределительных систем на газоснабжение с. Вишенное.

На площадке ГРПШ Вишенное №1 предусматривается установка шкафного газорегуляторного пункта ГРПШ-ЭТС-13-2Н-У1 производства ООО «Энерготех-С» с регуляторами РДГ-50Н (седло 35 мм), где осуществляется снижения давления (с $R_{вх}=0,453...0,6$ МПа на $R_{вых}=3$ кПа) и автоматическое его поддержания на заданном уровне. Производительность ГРПШ – $Q=966,2$ м³/час. Максимальная расчетная паспортная пропускная способность регуляторов давления газа РДГ-50Н (седло 35 мм) согласно паспортным данным при заданном давлении $R_{вх}=0,4...0,6$ МПа составляет 2270...3178 м³/час. Диапазон настройки давления срабатывания предохранительного запорного клапана ПЗК по повышению выходного давления составляет 1,5хР (4,5 кПа) для сетей с выходным давлением до 0,005 МПа и по понижению выходного давления составляет 0,6хР (1,8 кПа). Предохранительно-сбросной клапан (ПСК-25Н/5) обеспечивает открытие при повышении установленного максимального рабочего давления не более чем на 15% (3,45 кПа).

Ив. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
1		
Изм.	Кол.уч	Лист

09-21	07.21
№ док	Подпись
Дата	

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

36

На площадке ГРПШ Вишенное №2 предусматривается установка шкафного газорегуляторного пункта ГРПШ-ЭТС-13-2Н-У1 производства ООО «Энерготех-С» с регуляторами РДГ-50Н (седло 35 мм), где осуществляется снижения давления (с $P_{вх}=0,416...0,6$ МПа на $P_{вых}=3$ кПа) и автоматическое его поддержания на заданном уровне. Производительность ГРПШ – $Q=966,2$ $\text{м}^3/\text{час}$. Максимальная расчетная паспортная пропускная способность регуляторов давления газа РДГ-50Н (седло 35 мм) согласно паспортным данным при заданном давлении $P_{вх}=0,4...0,6$ МПа составляет $2270...3178$ $\text{м}^3/\text{час}$. Диапазон настройки давления срабатывания предохранительного запорного клапана ПЗК по повышению выходного давления составляет $1,5 \times P$ (4,5 кПа) для сетей с выходным давлением до 0,005 МПа и по понижению выходного давления составляет $0,6 \times P$ (1,8 кПа). Предохранительно-сбросной клапан (ПСК-25Н/5) обеспечивает открытие при повышении установленного максимального рабочего давления не более чем на 15% (3,45 кПа). Конструкция шкафа ГРПШ разрабатывается согласно ГОСТ 34011-2016.

Требования к конструкции шкафа:

Конструкция шкафа ГРПШ должна разрабатываться с учетом:

- температуры наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92;
- расчетной снеговой и ветровой нагрузок;
- сейсмической нагрузки (при размещении в районах с сейсмичностью площадки свыше 6 баллов).

Шкаф ГРПШ, должен быть выполнен из негорючих материалов. Толщина стенок должна определяться тепловым расчетом в соответствии с климатическими условиями района эксплуатации. В холодный период года температурный режим внутри шкафа должен обеспечивать работоспособность технических устройств в соответствии с требуемыми параметрами. Допускается применение облицовки шкафа материалами, стойкими к воздействию окружающей среды. Средний срок службы антикоррозионного покрытия должен составлять не менее 20 лет. Конструкция шкафа в закрытом состоянии должна обеспечивать защиту внутреннего пространства от попадания внутрь дождевой воды и снега. Зазоры в шкафу для пропуска газопроводов и коммуникаций должны быть закрыты заглушками и при необходимости, утеплены. Конструктивные элементы шкафа не должны иметь острых кромок и углов. Соединения конструктивных элементов шкафа рекомендуется предусматривать при сварке. Шкафы должны иметь строповые устройства, а при их отсутствии должны быть обозначены места строповки. Конструкция шкафа должна обеспечивать удобство обслуживания технических устройств. Двери должны быть оборудованы приспособлениями,

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

37

защищающими от самооткрывания. запираются ключом и обеспечивать фиксацию в открытом положении. Двери должны быть оборудованы запирающими устройствами, обеспечивающими фиксацию в верхней и нижней точках. Необходимо предусмотреть возможность установки дополнительного запирающего устройства. Габаритные размеры шкафа должны быть не более: длина 3000 мм. ширина 2000 мм. высота 2500 мм. Допускается увеличивать длину шкафа до 4500 мм при условии установки в нем узла учета газа. Допускается увеличивать высоту шкафа при условии обеспечения удобства обслуживания.

В пункте редуцирования газа шкафного должна быть обеспечена постоянно действующая естественная вентиляция с кратностью обмена воздуха, определяемой расчетом. В шкафу ГРПШ должны быть предусмотрены решетки (прорези) для вентиляции. Для защиты от проникновения в ГРПШ насекомых рекомендуется закрывать вентиляционные отверстия москитными сетками.

На пункте редуцирования газа должна быть нанесена прочная, долговечная (в течение среднего срока службы) и хорошо видимая маркировка. Маркировка должна быть 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.

Маркировка ГРПШ должна содержать:

- товарный знак и/или наименование предприятия-изготовителя;
- наименование, обозначение и шифр изделия;
- номер технических условий;
- 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 34011-2016 «Системы газораспределительные. Пункты газорегуляторные блочные. Пункты редуцирования газа шкафные. Общие технические требования».

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

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

38

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, служащий для предотвращения возможного повышения давления газа выше заданного значения в аварийных ситуациях.

Обогрев ГРПШ данным проектом не предусматривается.

Проектом предусматривается технологическая обвязка ГРПШ Белая Скала:

Проектом предусматривается технологическая обвязка ГРПШ Вишенное №1:

- подключение ГРПШ к подводящему надземному газопроводу высокого давления 2 категории 76х4 с установкой кранового узла DN65;
- подключение ГРПШ к надземному газопроводу низкого давления 219х6 с установкой кранового узла DN200;
- подключение импульсного трубопровода 25х2,5 идущего на регуляторы давления газа;
- подключение трубопровода 32х3 идущего на предохранительный сбросной клапан ПСК-25Н;
- подключение сбросного трубопровода 32х3 идущего от клапана предохранительно-сбросного ПСК-25Н на свечу (высота 4 м);
- подключение продувочных трубопроводов 25х2,5 на свечу (высота 4 м).

Проектом предусматривается технологическая обвязка ГРПШ Вишенное №2:

- подключение ГРПШ к подводящему надземному газопроводу высокого давления 2 категории 76х4 с установкой кранового узла DN65;
- подключение ГРПШ к надземному газопроводу низкого давления 219х6 с установкой кранового узла DN200;
- подключение импульсного трубопровода 25х2,5 идущего на регуляторы давления газа;
- подключение трубопровода 32х3 идущего на предохранительный сбросной клапан ПСК-25Н;

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

39

- подключение сбросного трубопровода 32х3 идущего от клапана предохранительно-сбросного ПСК-25Н на свечу (высота 4 м);

- подключение продувочных трубопроводов 25х2,5 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 30852.19-2002 – ПА-Т1.

3.3 Молниезащита и заземление

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

Молниезащита проектируемых ГРПШ №1 и №2 выполнена в соответствии с инструкциями СО 153-34.21.122-2003, РД 34.21.122-87.

ГРПШ по устройству защиты от воздействия ударов молний относятся ко II-й категории согласно РД 34.21.122-87.

Молниезащите подлежат такие объекты ГРПШ:

- сбросной патрубков;
- 2 продувочных патрубка

В качестве молниеприемника используется отдельно стоящий стержневой молниеотвод высотой 8 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.

Проектом принята система заземления TN-C-S. Вокруг площадок занимаемой ГРПШ на глубине 0,7 м и на расстоянии не менее 0,6 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 9.307-89.

В качестве заземлителя применить сталь круглого сечения диаметром 16 мм по ГОСТ 2590-2006 покрытое цинком методом горячего цинкования по ГОСТ 9.307-89, длиной 3 м и магистральный заземлитель из стали круглого сечения диаметром 10 мм по ГОСТ 2590-2006 покрытое цинком методом горячего цинкования по ГОСТ 9.307-89.

Импульсное сопротивление растеканию тока заземлителя согласно расчета равно 5,76 Ом.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

40

Не более 10 Ом в соответствии с ПУЭ 7 п.1.7.103.

3.4 Идентификационные признаки объекта

Идентификационные признаки объекта проектирования (согласно п.9 раздела II Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, утвержденному постановлением Правительства РФ № 870 от 29.10.2010г.):

- Назначение: *трубопровод межпоселковый для газа;*
- Состав объектов: *газопровод высокого давления 2 категории; площадка ГРПШ Вишенное №1, площадка ГРПШ Вишенное №2;*
- Давление газа: *от 0,3 МПа до 0,6 МПа.*

Идентификационные признаки объекта проектирования (согласно Федеральному закону от 30.12.2009 N 384-ФЗ (ред. от 02.07.2013) "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений"):

- 1) назначение: *транспортировка природного газа к с. Вишенное;*
- 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.*
- 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, эрозионные процессы, подтопление и потенциальная карстоопасность.

- 4) принадлежность к опасным производственным объектам:

В соответствии с приложением 2, Федерального закона от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ (ред. от 31.12.2014) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», для сетей газораспределения, предназначенных для транспортировки природного газа давлением менее 1,2 МПа, установлен III класс опасности (средней опасности).

- 5) пожарная и взрывопожарная опасность:

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

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

1			09-21	<i>Ф.И.О.</i>	07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

41

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

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

7) уровень ответственности: *нормальный*.

Расчетный срок службы газопроводов принимается: для газопроводов из полиэтиленовых труб - 50 лет.

3.5 Сведения о проектной мощности

В настоящей документации разрабатывается проект подводящего газопровода высокого давления 2-й категории к проектируемым площадкам ГРПШ Вишенное №1, ГРПШ Вишенное №2.

Согласно Техническим условиям на подключение к сетям газораспределения №08-792/15 от 19.04.2021г. (Приложение А), выданных ГУП РК «Крымгазсети»:

Максимальная нагрузка (часовой расход газа) с. Вишенное – 1992,4 м³/час;

При выполнении гидравлического расчета расчетные суммарные потери давления газа в газопроводах высокого давления **2 категории** (от источника газоснабжения до наиболее удаленного потребителя), приняты в пределах категории давления, принятой для газопровода.

Общая протяженность труб газопровода высокого давления 2-й категории с учетом удлиннения составляет 8132,9 м в т.ч.:

Подземный газопровод – 8132,9 м в т.ч.:

- Труба ПЭ100 ГАЗ SDR 11 Powerpipe Jacket 1 225x20.5 – 6561,3 м;
- Труба ПЭ100 ГАЗ SDR 11 Powerpipe Jacket 1 180x16.4 – 1521,9 м;
- Труба ПЭ100 ГАЗ SDR 11 Powerpipe Jacket 1 110x10.0 – 49,7 м.

3.6 Подключение к существующим сетям

Проект выполнен с соблюдением всех требований нормативных документов, обеспечивающих промышленную безопасность, в том числе в соответствии с требованиями приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. от 15 декабря 2020 г. N 531 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления".

К газоопасным работам относится:

- присоединение (врезка) вновь построенных наружных газопроводов к действующим.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

42

Газоопасные работы должны выполняться бригадой рабочих в составе не менее двух человек под руководством специалиста.

На производство газоопасных работ выдается наряд-допуск, оформленный по рекомендуемому образцу (приложение N 1 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления"), предусматривающий разработку и последующее осуществление комплекса мероприятий по подготовке и безопасному проведению этих работ.

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.

Присоединение вновь построенных газопроводов к действующим газопроводам рекомендуется предусматривать без отключения потребителей газа.

Началом трассы газопровода высокого давления 2 категории Дн225, является подключение в проектируемую площадку БУУРГ и ГРПШ Белая Скала (1 этап строительства).

4 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

Сооружениями на газопроводе будут являться:

- Крановые узлы, предназначенные для возможности отключения отдельных участков газопровода для обеспечения локализации и ликвидации аварий, проведения ремонтных и аварийно-восстановительных работ.
- В местах выхода газопровода из грунта, на нем предусматривается установка стального футляра, с выводом на расстояние не менее 0,3 метра от поверхности. Концы футляров герметизируются.
- В сейсмическом отношении исследуемая территория относится к восьмибалльной зоне. При проектировании подземных газопроводов предусмотрена установка контрольных трубок в соответствии с требованиями п.5.6.3 СП 62.13330.2011*.
- Оповестительные знаки. Оповестительными знаками обозначены все характерные точки газопровода (углы поворота, тройники, в местах переходов

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

43

через автомобильные дороги, в местах пересечения с коммуникациями, в местах установки кранов в подземном исполнении).

Отключающие устройства

Для возможности отключения отдельных участков газопровода для обеспечения локализации и ликвидации аварий, проведения ремонтных и аварийно-восстановительных работ предусмотрена установка отключающей арматуры.

Установка отключающих устройств на проектируемых газопроводах предусматривается:

На проектируемых площадках ГРПШ Вишенное №1, ГРПШ Вишенное №2 для возможности выполнения аварийных и ремонтных работ;

Проектом предусматривается технологическая обвязка ГРПШ Вишенное №1:

- подключение ГРПШ к подводящему надземному газопроводу высокого давления 2 категории 76х4 с установкой кранового узла DN65;
- подключение ГРПШ к надземному газопроводу низкого давления 219х6 с установкой кранового узла DN200.

Проектом предусматривается технологическая обвязка ГРПШ Вишенное №2:

- подключение ГРПШ к подводящему надземному газопроводу высокого давления 2 категории 76х4 с установкой кранового узла DN65;
- подключение ГРПШ к надземному газопроводу низкого давления 219х6 с установкой кранового узла DN200.

Для защиты от несанкционированного доступа к отключающей арматуре проектом предусмотрено:

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

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 стальной ковер. 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

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

44

изоляции по ГОСТ 9.602-2016. Основа под ковер изготавливается из бетона ($D=0,7\text{м}$; $H=15\text{см}$) и устанавливается на утрамбованный вокруг защитного футляра песок.

Стальной кран устанавливается на опорную подушку из бетона.

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

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

Вся отключающая арматура предусмотрена вне охранной зоны действующих линий электропередач.

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

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.

Тип запорных устройств в проекте принят следующий:

- Стальной Кран шаровой для подземной установки с ПЭ патрубками и удлинительным штоком PN1,6 МПа КШ.Ц.ПЭ.GAS.200.016.П/П.02 и PN1,6 МПа КШ.Ц.ПЭ.GAS.150.016.П/П.02 (ООО "ЧелябинскСпец-ГражданСтрой" г. Челябинск).

4.1 Обозначение и привязка наружных газопроводов

Для сохранности обеспечения безопасности транспортирования природного газа и обнаружения трасс газопроводов сетей газораспределения осуществляется маркировка в соответствии с «Постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 года N 870 Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления».

Трассы подземных газопроводов дополнительно обозначены при помощи:

- Оповестительных знаков;
- Сигнальной ленты;
- Медного провода (кабель силовой ВВГз-0,66 сеч. $1 \times 4\text{мм}^2$ ГОСТ 16442-80).

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

45

Опознавательными знаками в поселениях обозначают все сооружения, расположенные на подземных газопроводах (ЗА, контрольные трубы и др.), и характерные точки газопровода (места поворота, пересечения с естественными и искусственными преградами и др.).

Опознавательные знаки размещают на постоянных ориентирах (наружные стены капитальных зданий и сооружений, столбы осветительных опор и др.) 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.

При отсутствии постоянных ориентиров 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.

Установка опознавательных знаков и нанесение информации выполняется в соответствии «Постановлением Правительства Российской Федерации от 20 ноября 2000 года N 878 Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей (с изменениями на 17 мая 2016 года)».

4.2 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:

- на углах поворота 30°, 45°, 60°, 90° (кроме выполненных упругим изгибом);
- на тройниках в местах разветвления сети;
- в местах пересечения с подземными коммуникациями;
- в точках врезки в существующие газопроводы.

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.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

46

В соответствии с п.5.5.2 СП 62.13330.2011 в местах пересечения с автомобильными дорогами проектируемый газопровод высокого давления **2 категории** проложен в футляре. Пересечение предусмотрено защитном футляре из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR 11 по ГОСТ Р 58121.2-2018.

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

При отсутствии усовершенствованного дорожного покрытия вокруг колодцев и коверов предусмотрено устройство отмостки шириной не менее 0,7 м с уклоном 50%, исключающим проникновение поверхностных вод в грунт близ колодца (ковра).

Диаметр контрольной трубки принят 57 мм.

Газопровод в местах входа и выхода из земли заключен в защитный футляр из электросварных труб по ГОСТ 10704-91 (сталь Аст2сп ГОСТ 10705-80) с защитным покрытием по ГОСТ 9.602-2016.

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 по типовой документации "Уплотнение вводов инженерных коммуникаций зданий и сооружений в газифицированных городских и населенных пунктах" серии 5.905-26.08 вып.1:

- в одноэтажные здания – в количестве 12 шт.;
- в двухэтажные здания – в количестве 3 шт.

4.3 Вид и способ прокладки газопровода

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

Полиэтиленовый газопровод укладывается на глубину не менее 1,0 м до верха трубы, при прокладке под проезжими частями дорог глубина прокладки принята не менее 1,5 м до верха футляра; при прокладке под уличными проездами, глубина прокладки принята не менее 1,0 м до верха газопроводов, футляра. При закрытом способе (ГНБ) – не менее 1,5 м до верха футляра.

Проектируемые трассы распределительных подземных газопроводов обозначены при помощи:

- Оповестительных знаков;

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

47

- Сигнальной ленты;
- Медного провода (кабель силовой ВВГз-0,66 сеч.1х4мм² ГОСТ 16442-80).

Прокладка сигнальной ленты и медного провода предусматривается также при пересечении автомобильной дороги открытым способом с устройством защитного футляра из полиэтиленовых труб.

В соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 29 октября 2010 г. N 870 "Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления" (с изменениями от 14 декабря 2018 г.), трассы проектируемых подземных газопроводов обозначаются опознавательными знаками, нанесенными на постоянные ориентиры, которые устанавливаются в пределах прямой видимости не реже чем через 200-500 метров друг от друга, а также в местах пересечений газопроводов с автомобильными дорогами, на поворотах, тройниках и у каждого сооружения газопровода (коверов). На опознавательных знаках указывается расстояние от газопровода, глубина его заложения и телефон аварийно-диспетчерской службы.

Опознавательные знаки следует размещать на постоянных ориентирах в застроенной части населенного пункта (наружные стены капитальных 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.

При отсутствии постоянных ориентиров 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.

Полиэтиленовые газопроводы обозначены сигнальной лентой желтого цвета шириной не менее 0,2м с несмываемой надписью «Осторожно! Газ», уложенной на расстоянии (0,2±0,1) м от верха полиэтиленового газопровода по всей длине трассы. На участках пересечения газопроводов подземными сетями инженерно-технического обеспечения предусмотрена лента, уложенная вдоль газопровода дважды на расстоянии не менее 0,2м между собой и на 2м в обе стороны от пересекаемого сооружения.

Совместно с полиэтиленовым газопроводом уложен медный провод сечением 4,0мм² с двойной изоляцией (кабель силовой ВВГз-0,66 сеч.1х4мм² ГОСТ 16442-80). В местах вывода провода на поверхность земли предусмотрен ковер. Выводы провода предусмотрены в началах и концах трасс проектируемого газопровода.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

48

4.4 Пересечение газопроводом существующих дорог

- Пересечение трассой газопровода ГЗ№2 автомобильной дороги «35К-016 Нижнегорский Белогорск на ПК0+11.7, ПК26+91.9 и ПК32+04.4.

В соответствии с техническими условиями ГУП РК «Служба автомобильных дорог Республики Крым» №6232/1 от 08.04.2021 – о выдаче технических условий, пересечение проектируемого газопровода высокого давления **2 категории** с автомобильной дороги 35К-016 выполнено закрытым способом (методом горизонтально-направленного бурения).

Пересечение выполнено с устройством защитного футляра из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR 11 400x36,4 по ГОСТ Р 58121.2-2018 и соответствует требованиям по прочности и долговечности.

- Пересечение выполнено под углом 90 градусов;
- Пересечение выполнено закрытым способом - методом горизонтально-направленного бурения;
- Глубина укладки газопровода от подошвы насыпи до верха футляра составляет не менее 1,5м согласно п. 1.6 полученных ТУ.

- Пересечение трассой газопровода ГЗ№2 автомобильных дорог и проездов местного значения на ПК53+29.6, ПК56+75.1, ПК65+12.5, ПК66+08.0, ПК67+26.7, ПК69+25.7, ПК70+09.2, ПК72+30.6, ПК74+01.1, ПК75+80.0, ПК77+04.9 и ПК78+80.5.

Пересечение проектируемого газопровода высокого давления **2 категории** автомобильных дорог и проездов местного значения выполнено открытым способом с устройством защитного футляра из полиэтиленовых труб SDR 11 400x36,4; 315x28,6 по ГОСТ Р 58121.2-2018.

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.

При пересечении подземным газопроводом дороги концы футляра расположены на расстоянии не менее 2,0м от края проезжей части. Минимальная глубина укладки газопровода до верха футляра от верха покрытия на нулевых отметках и выемках под дорогой, при прохождении ее открытым способом составляет не менее 1,0 м, закрытым способом – не менее 1,5 м.

Для газопровода, прокладываемого внутри футляра, предусмотрена установка опорно-направляющих колец с шагом 2-3м.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

49

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.

При прохождении открытым способом разборка и восстановления асфальтовых дорожных покрытий 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.

Разработка и восстановление асфальтобетонных и бетонных дорожных покрытий предусмотрена в 3 стадии:

- 1) разборка асфальтобетонного/бетонного покрытия – 10 см;
- 2) разборка щебеночного основания – 22 см;
- 3) восстановление в т.ч.:
 - щебеночного основания - 22 см;
 - асфальтобетонного/бетонного покрытия – 10 см;

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 песчаным грунтом или другими аналогичными малосжимаемыми (модуль деформаций 20 МПа и более) местными материалами, не обладающими цементирующими свойствами, с уплотнением.

4.5 Пересечение газопроводом водных объектов

Проектируемый газопровод р. Бюк Карасу не пересекает, однако трасса газопровода следует в основном направлении на северо-запад вдоль р. Бюк Карасу.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

50

Ведомость минимальных расстояний до р. Биюк Карасу представлена в таблице 4.5.

Таблица 4.5 Ведомость минимальных расстояний до р. Биюк Карасу

Трасса проектируемого газопровода	ПК	Расстояние до Биюк Карасу, м	направление
ГЗ№2	ПК31+95.3	154,4	северо-восток
	ПК 14	79,5	северо-восток
	ПК45+20.5	79,3	юго-восток
	ПК49+76.2	71,8	юго-восток
ГЗ№2	между ПК66+30.4 и ПК66+89.8	106,2	восток
	ПК73+87.6	92,0	юго-восток
	ПК75+79.6	105,3	юго-восток

Трасса проектируемого газопровода частично проходит по территории которая относится к водоохранной зоне реки Биюк Карасу (200 м) и водоохранной зоне пересекаемых временных водотоков балок (50 м) (Таблица 4.5.1).

Таблица 4.5.1 Ведомость участков трассы газопровода в пределах водоохранных зон

Номер пересечения	Номер проектируемой трассы	Номер пикета пересечения водотока	Пересекаемая форма рельефа	Способ перехода
1.	ГЗ№2	ПК16+73.3	Промойна (временный водоток)	Подземно методом ННБ
2.	ГЗ№2	ПК31+9.7	Промойна (временный водоток)	Подземно открытым способом
3.	ГЗ№2	ПК49+25.8	Промойна (временный водоток)	Подземно открытым способом
4.	ГЗ№2	ПК72+47.2	Промойна (временный водоток)	Подземно открытым способом
5.	ГЗ№2	ПК78+83.8	Промойна (временный водоток)	Подземно открытым способом

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

51

Переходы газопроводом высокого давления **2 категории** водных объектов предусмотрены подземно закрытым способом (методом наклонно-направленного бурения) и подземно открытым способом.

Пересечение газопроводом водных объектов подземно закрытым способом предусмотрено в защитном футляре из полиэтиленовых труб.

Согласно гидрогеологическому районированию Крымского полуострова исследуемый район относится к области Симферопольского поднятия (Гидрогеология СССР, том VIII, Крым).

В области Симферопольского поднятия выделяются следующие водоносные горизонты: четвертичный (аллювиальный), сарматский, среднемиоценовый, среднеэоценовый, нижнемеловой.

В связи с геоморфологическими и геологическими особенностями в период изысканий по проектируемой трассе газопровода и на проектируемой площадке ГРПШ подземные воды до глубины 6,0 м не вскрыты.

4.6 Прокладка газопровода на обводненных участках

В соответствии с данными Технического отчета 00598000008/2-ИГИ на участке трассы газопровода ГЗ№2 на ПК78+41.6 – ПК79+0.0 развит процесс подтопления. Для обеспечения проектного положения газопроводов по трассе на данном участке применены 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 $\rho_h=20,0 \text{ кН/м}^3$.

Укладка балластирующих мешков-контейнеров предусмотрена вручную. Шаг балластирующих устройств принят 2,0м, 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.

Согласно результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий (том 00598000008/2-ИГМИ, раздел 5.2.2), по водному режиму пересекаемые водотоки относятся к водотокам с паводочным режимом крымского подтипа. Паводки наблюдаются в зимне-весенний период и отдельно в летне-осенний. Зимой паводки проходят

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

1			09-21		07.21	00598000008/2-ТКР.ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		52

в результате снеготаяния и сопровождаются, как правило, выпадением дождей, а в летне-осенний период в результате прохождения интенсивных ливней.

В соответствии с инженерно-гидрометеорологическими изысканиями (см. 00598000008/2-ИГМИ) максимальное количество осадков в зимне-весенний период, по данным многолетних наблюдений наблюдается в январе и апреле. Строительно-монтажные работы по настоящему объекту планируется выполнять в теплый период при отсутствии верхних вод. При производстве работ в апреле следует получить оперативную метеорологическую сводку Крымского УГМС, и не проводить работы в водоохраной зоне пересекаемых водотоков в данном месяце. Выполнение работ в водоохраной зоне водотоков производится в сухой период при отсутствии воды в водотоке.

4.7 Расчет газопровода на прочность

Определение величины овализации

Модуль ползучести материала труб определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{p(SDR - 1)}{2}, \text{ (МПа);}$$

$$\sigma = \frac{0,6 * (11 - 1)}{2} = 3 \text{ МПа.}$$

P - рабочее давление,

SDR – стандартное размерное соотношение.

Определяем параметр жесткости сечения газопровода по формуле и полную погонную эквивалентную нагрузку.

$$D = \frac{E(t_g)}{4(1 - \mu^2)} \left(\frac{SDR - 1}{2} \right)^{-3} \text{ (МПа).}$$

$$D = \frac{310}{4 * (1 - 0.43^2)} * \left(\frac{11 - 1}{2} \right)^{-3} = 0.76 \text{ МПа.}$$

$E(t_b)$ – модуль ползучести материала труб;

μ - коэффициент Пуассона.

Допустимая овализация поперечного сечения газопровода определяется по формуле:

$$\zeta \frac{Q}{4Dd_g} \left(1 + \frac{0,125E_{гр} - p_g}{D + 0,012E_{гр}} \right)^{-1} \leq 5 \cdot 10^4,$$

Q – составляющие полной эквивалентной нагрузки;

d_g – диаметр трубопровода

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

53

$$1,3 * \frac{6966,42}{4 * 0,76 * 0,18} * (1 + \frac{0,125 * 3 - 0,0001}{0,76 + 0,012 * 3})^{-1} \leq 5 * 10^4.$$

$$6,503 * 10^3 \leq 5 * 10^4,$$

следовательно, условие обеспечения допустимой величины овализации соблюдается.

Проверка прочности принятого конструктивного решения

Проверка прочности газопровода состоит в соблюдении следующих условий:

- при действии всех нагрузок силового нагружения:

$$\sigma_{\text{тp}F} \leq 0,4\text{MRS (МПа)},$$

- при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений:

$$\sigma_{\text{тp}NS} \leq 0,5\text{MRS (МПа)}.$$

1условие:

$$\sigma_{\text{тp}F} = \frac{2\mu p}{\left[1 - \frac{2}{SDR}\right]^{-2} - 1} \quad (\text{МПа});$$

$$\sigma_{\text{тp}F} = \frac{2 * 0,43 * 0,6}{\left(1 - \frac{2}{11}\right)^{-2} - 1} = 0,11 \text{ МПа}.$$

0,11 ≤ 4 (МПа), - условие прочности выполнено.

2условие:

$$\sigma_{\text{тp}NS} = \left| \frac{2\mu p}{\left[1 - \frac{2}{SDR}\right]^{-2} - 1} - \alpha E(t_s) \Delta t \right| + \sigma_c \quad (\text{МПа});$$

σ_c - коэффициент линейного теплового расширения материала труб.

$$\sigma_{\text{тp}NS} = \left(\frac{2 * 0,43 * 0,6}{\left(1 - \frac{2}{11}\right)^{-2} - 1} - 2,2 * 10^{-4} * 310 * (-10) \right) + 0 = 0,792 \text{ МПа}.$$

Инов. № подл.	Взам. инв. №
Подпись и дата	
Изм.	Кол.уч
Лист	№ док
Подпись	Дата

1			09-21	07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

54

$0,792 \leq 5$ (МПа), - условие прочности выполнено.

Определение необходимой величины балластировки

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

Исходные данные:

d_e - наружный диаметр газопровода, $d_e = 0,18$ м.

t_{nom} - номинальная толщина стенки труб и соединительных деталей, $t_{nom} = 0,0164$ м.

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

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

p - рабочее давление, $p = 0,6$ МПа.

ρ_m - плотность грунта, $\rho_m = 1950 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

h_m - расстояние от верха трубы до поверхности земли, $h_m = 2,0$ м.

h_w - высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода, $h_w = 0,5$ м.

ρ_w - плотность воды с учетом растворенных в ней солей, $\rho_w = 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Собственный вес единицы длины газопровода:

$$q_q = \pi \cdot \rho_q \cdot g \cdot (d_e - t_{nom}) \cdot t_{nom}, \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

$$q_q = 3,14 \cdot 950 \cdot 9,81 \cdot (0,18 - 0,0164) \cdot 0,0164 = 78,5 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Вес транспортируемого газа в единице длины газопровода

$$q_g = 10^2 \cdot p \cdot (d_e - 2 \cdot t_{nom})^2, \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

$$q_g = 10^2 \cdot 0,6 \cdot (0,18 - 2 \cdot 0,0164)^2 = 1,3 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Давление грунта на единицу длины газопровода

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

55

$$q_m = \rho_m \cdot g \cdot d_e \cdot h_m, \frac{H}{м}$$

$$q_m = 1950 \cdot 9,81 \cdot 0,18 \cdot 2,0 = 6886,62 \frac{H}{м}$$

Гидростатическое давление воды:

$$p_w = \rho_w \cdot g \cdot h_w \cdot 10^{-6}, \frac{H}{м}$$

$$p_w = 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,5 \cdot 10^{-6} = 0,0000995 \frac{H}{м}$$

Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода:

$$q_w = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_w \cdot g \cdot d_e^2, \frac{H}{м}$$

$$q_w = \frac{\pi}{4} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,18^2 = 249,5 \frac{H}{м}$$

Проверим, превышает ли суммарная сила, действующая на газопровод вниз, выталкивающую силу воды:

$$q_q + q_g + q_m + p_w > q_w$$

$$78,5 + 1,3 + 6886,62 + 0,0000995 > 249,5$$

$$6966,42 > 249,5$$

Таким образом, получаем, что суммарная сила, действующая на газопровод вниз, превышает выталкивающую силу воды, следовательно, по результатам расчета, балластировка не требуется.

Так как по данным Технического отчета 00598000008/2-ИГИ на данном участке трассы газопровода ГЗ№2 возможно развитие эрозионного процесса, проектом применены 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 $\rho_h=20,0\text{кН/м}^3$. Данное проектное решение принято для увеличения надежности работы газопровода при эксплуатации.

Расчет расстояния между пригрузами для полиэтиленового газопровода

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

56

Расчёт проводится в соответствии с СП 42-103-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов».

Исходные данные:

d_e - наружный диаметр газопровода (футляра), $d_e = 180$ мм ;

Материал ПЭ – 100;

SDR – 11;

Рабочее давление – 0,6 МПа;

ρ_w - плотность воды с учетом растворенных в ней солей, $\rho_w = 1040 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

t – рабочая температура, $t = 10$ °С;

Масса 1 пм трубы - 8,51 кг

D - радиус упругого изгиба, $D = 25$ DN;

Уклон до рассматриваемой точки, в пм = 20;

Уклон после рассматриваемой точки, в пм = 6;

$Q_{пр}$ - масса одного пригруза, $Q_{пр} = 83$ кг;

ρ_s - плотность материала пригруза, $\rho_s = 2500 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

γ_w - коэффициент надежности по материалу пригруза, $\gamma_w = 0,85$ (для мешков с цементно-песчаной смесью и железобетонных пригрузов);

γ_a – коэффициент устойчивого положения для различных участков газопровода, $\gamma_a = 1,05$;

Расчёт:

Изменение уклона трассы газопровода = $20 - 6 = -14$.

Тип кривой – выпуклая.

При балластировке газопровода пригрузами из высокоплотных материалов (железобетон, чугун и др.) расстояния между ними должны быть не более определяемых условиями:

$$L_{пр} \leq \frac{Q_{пр} \gamma_s (\rho_s - \gamma_a \rho_w)}{\rho_s [\gamma_a (q_w + q_{уст}) - q_g]} \quad (м). \quad (11)$$

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

57

$$l_{\text{пр}} \leq d_e \left[\frac{3\pi}{SDR} \cdot \frac{d_e}{q_w + q_{\text{изг}} - q_q} (0,9 MRS - \left[\frac{2\mu p}{\left[1 - \frac{2}{SDR}\right]^2 - 1} - \alpha E(t_e) \Delta t - \frac{E(t_e) d_e}{2\rho} \right]^{0,5} \right]^{0,5} 10^3 \text{ (м)}, \quad (12)$$

где нагрузка от упругого отпора газопровода при свободном изгибе газопровода в вертикальной плоскости должна определяться по формулам:

$$q_{\text{изг}} = \frac{\pi}{SDR} \frac{E(t_e) d_e^4}{9\beta^2 \rho^3} 10^6 \text{ (Н/м)}; \quad (13)$$

для выпуклых кривых:

$$q_{\text{изг}} = \frac{4\pi}{SDR} \frac{E(t_e) d_e^4}{9\beta^2 \rho^3} 10^6 \text{ (Н/м)}. \quad (14)$$

для вогнутых кривых:

Для выпуклых кривых (13):

$$q_{\text{изг}} = \frac{3,14 * 300 * 0,18^4}{11 * 9 * 3,13179^2 * 2,25^3} * 1000000 = 11,18 \left(\frac{\text{Н}}{\text{м}}\right).$$

Qпр - вес пригруза, Qпр = mпр*9,81 = 83*9,81 = 814,23 Н.

qq – собственный вес единицы длины газопровода, qq = 8,81*9,81 = 83,48 Н/м.

qw – выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода, в Н/м.

qw = 0,785*ρw*9,81*t2 = 0,785*1040*9,81*0,182 = 259,49 Н/м.

qизг – нагрузка от упругого отпора газопровода, qизг = 11,18 Н/м.

Максимально допустимое расстояние между пригрузами, составит (из условия (11)):

$$L_{\text{пр}} = \frac{814,23 * 0,85 * (2500 - 1040 * 1,05)}{2500 * (1,05 * (259,49 + 11,18) - 83,48)} = 2,0 \text{ м.}$$

Максимально допустимое расстояние между пригрузами, составит (из условия (12)):

$$L_{\text{пр}} = 0,18 * \left[\frac{3 * 3,14 * \frac{0,18}{1040 + 11,18 - 83,48} * (0,18 * 10 - \left[\frac{2 * 0,43 * 0,03}{(1 - \frac{2}{11})^2 - 1} - 0,00022 * 300 * (-20) \right] - \frac{300 * 0,18}{2 * 4,5}}{2 * 4,5}} \right]^{1/2} * 1000 = 6,7 \text{ м}$$

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

58

По результатам расчета принимаем расстояние между пригрузами из мешков с цементно-песчаной смесью для полиэтиленового газопровода – 2,0 м.

4.8 Обоснование диаметра трубопровода

Объем потребления газа взят на основании, ранее произведенного расчета потребности в тепле и топливе и ТУ, выданных ГУП РК «Крымгазсети».

Гидравлический режим работы газопровода высокого давления **2 категории** выполнен из условия создания при максимально допустимых потерях давления газа наиболее экономичной и надежной в эксплуатации системы.

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

Гидравлический расчет газопровода высокого давления **2 категории** выполнен вручную по заданному необходимому количеству газа, начальному давлению и протяженности трасс газопровода, с оптимальным распределением расчетной потери давления между участками сети в соответствии с требованиями СП 42-101-2003. Выполненный гидравлический расчет хранится в архиве предприятия ООО «СимИнжГаз».

При выполнении гидравлического расчета расчетные суммарные потери давления газа в газопроводах высокого давления **2 категории** (от источника газоснабжения до наиболее удаленного потребителя), приняты в пределах категории давления, принятой для газопровода.

Значение давления в точке подключения к существующему газопроводу настоящим проектом принято в соответствии с Техническими условиями №08-792/15 от 189.04.2021г., выданных ГУП РК «Крымгазсети».

Общая протяженность труб газопровода высокого давления 2 категории с учетом удлинения составляет 8132,9 м в т.ч.:

Подземный газопровод – 8132,9 м в т.ч.:

- Труба ПЭ100 ГАЗ SDR 11 Powerpipe Jacket 1 225x20.5 – 6561,3 м;
- Труба ПЭ100 ГАЗ SDR 11 Powerpipe Jacket 1 180x16.4 – 1521,9 м;
- Труба ПЭ100 ГАЗ SDR 11 Powerpipe Jacket 1 110x10.0 – 49,7 м.

5 Перечень мероприятий по энергосбережению

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

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					00598000008/2-ТКР.ПЗ		Лист
			1		09-21	07.21			59
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	

- установка арматуры с герметичными затворами класса «А», с высококачественными уплотнительными материалами;
- максимальное использование длинномерных полиэтиленовых труб.

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

На основании анализа перечня строительно-монтажной техники, имеющейся в наличии у подрядных организаций Республики Крым, а так же исходя из объема работ, определён следующий перечень техники и механизмов используемых при строительстве: смотри раздел 5, 00598000008/2-ПОС.

7 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащённость 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.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

60

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 (см. ПОС).

В количество работающих на строительстве включены работающие непосредственно на строительной площадке, а также на транспортных средствах и обслуживающий персонал. При этом в состав работающих входят рабочие, инженерно-технические работники (ИТР), служащие, младший обслуживающий персонал (МОП) и охрана. Число работающих на строительстве определено по нормативной трудоемкости.

В проекте принято, что строительство ведется силами строительной организации, постоянные кадры которой обеспечены жилой площадью и необходимым культурно-бытовым обслуживанием.

Эксплуатация газового хозяйства, техническое обслуживание, ремонт газопроводов и газового оборудования должны осуществляться в соответствии с требованиями "Правил безопасности сетей газораспределения и газопотребления", ГОСТ Р 54983-2012, 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.

8 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдения 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

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

1			09-21		07.21	00598000008/2-ТКР.ПЗ	Лист 61
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		

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.

Безаварийная эксплуатация трассы газопровода достигается проведением следующих мероприятий:

В качестве материала под газопровод применены стальные трубы по ГОСТ 10704-91 и полиэтиленовые трубы (футляры) по ГОСТ Р58121.2-2018 имеющие сертификат завода-заготовителя, при этом сварной шов принят равнопрочным основному металлу трубы (для ГОСТ 10704-91).

Соединение труб предусматривается на сварке, что исключает возможность утечки газа из газопровода. По окончании монтажа газопровод подвергается обязательному испытанию на плотность давлением воздуха в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011* «Газораспределительные системы».

При строительстве газопровода применяется минимально необходимое количество машин и строительных механизмов.

На законченные строительством газопроводы следует составить акты по формам СП 42-101-2003.

Отклонения от проектной документации опасного производственного объекта в процессе его строительства, реконструкции не допускаются.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

62

В процессе строительства, реконструкции опасного производственного объекта организация, разработавшая соответствующую документацию, в установленном порядке осуществляет авторский надзор.

Соответствие построенных, реконструированных опасных производственных объектов требованиям технических регламентов и проектной документации, устанавливается заключением уполномоченного на осуществление государственного строительного Надзора федерального органа исполнительной власти или уполномоченного на осуществление государственного строительного надзора органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной Деятельности.

Ввод в эксплуатацию опасного производственного объекта проводится в порядке, установленном законодательством Российской Федерации о градостроительной Деятельности.

Организация, эксплуатирующая опасный производственный объект обязана:

- соблюдать положение ст.9 № 116 Федерального Закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», других федеральных законов, принимаемых в соответствии с ними нормативных правовых актов Президента Российской Федерации, нормативных правовых актов Правительства Российской Федерации, а также федеральных норм и правил в области промышленной безопасности;

- иметь лицензию на осуществление конкретного вида деятельности в области промышленной безопасности, подлежащего лицензированию в соответствии с законодательством Российской Федерации;

- обеспечивать укомплектованность штата работников в соответствии с установленными требованиями, допускать к работе на опасном производственном объекте лиц, имеющих аттестацию в области промышленной безопасности, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе;

- обеспечивать проведение подготовки аттестации работников в области промышленной безопасности;

- иметь на опасном производственном объекте нормативно-правовые акты и нормативные технические документы, устанавливающие правила ведения работ на опасном производственном объекте;

- организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

63

- обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами, в соответствии с установленными требованиями, при эксплуатации системы газоснабжения обязательно осуществлять профилактические осмотры и капитальные ремонты, направленные на предупреждение утечек газа;

- предотвращать проникновение на опасный производственный объект посторонних лиц;

- осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте, оказывать содействие государственным органам в расследовании причин аварии;

- своевременно информировать в установленном порядке федеральный орган исполнительной власти в области промышленной безопасности, его территориальные органы, а также иные органы государственной власти, органы местного самоуправления и население об аварии на опасном производственном объекте.

Работники опасного производственного объекта обязаны:

- соблюдать положение нормативных правовых актов, устанавливающих требования промышленной безопасности, а также правила ведения работ на опасном производственном объекте и порядок действий в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте.

- проходить подготовку и аттестацию в области промышленной безопасности;

- в установленном порядке приостанавливать работу в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;

- в установленном порядке участвовать в проведении работ по локализации аварии на опасном производственном объекте.

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии организация, эксплуатирующая опасный производственный объект обязана соблюдать требования ст. 10 № 116-ФЗ:

- планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте;

- заключать с профессиональными аварийно-спасательными службами или с профессиональными аварийно-спасательными формированиями договоры на обслуживание, а в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации, создавать собственные профессиональные аварийно-спасательные службы или профессиональные аварийно-спасательные формирования, а также нештатные аварийно-спасательные формирования из числа работников;

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

64

- обучать работников действиям в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;

- создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии и поддерживать указанные системы в пригодном к использованию состоянии.

В соответствии с «Правилами охраны газораспределительных сетей», утвержденными постановлением Правительства РФ от 20 ноября 2000 г. № 878 определена охранная зона надземного газопровода в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии двух метров с каждой стороны от газопровода, вдоль отдельно стоящего ШРП – в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии десяти метров от газорегуляторного пункта.

В соответствии с требованиями п. 76 «Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления», утвержденный постановлением Правительства РФ № 870 от 29.10.10 г.: «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». Срок эксплуатации надземных и подземных стальных газопроводов составляет 50 лет. Срок эксплуатации подземного полиэтиленового газопровода составляет 50 лет.

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

В соответствии с правилами охраны газораспределительных сетей, утвержденных постановлением Правительства РФ от 20 ноября 2000г. №878 размеры земельного участка, на который накладывается ограничение в использовании, определяются размерами охранной зоны газопровода.

Вдоль трассы подземного газопровода высокого давления 2 категории устанавливается охранная зона в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 3 метров от оси газопровода со стороны провода с медной жилой и 2 метров – с противоположной стороны.

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

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

65

Для определения местонахождения подземного газопровода проектом предусмотрена установка опознавательных знаков и укладка сигнальной ленты желтого цвета по всей длине трассы.

Пластмассовая сигнальная лента желтого цвета шириной 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 с подземными инженерными коммуникациями дважды на расстоянии не менее 0,2 м между собой и на 2 м в обе стороны от пересекаемого сооружения.

Для определения местоположения трубопровода проектом предусмотрена укладка медного провода сечением 4,0мм² с двойной изоляцией. В местах вывода провода на поверхность земли предусмотрен ковер.

При прокладке газопровода способом горизонтально-направленного бурения укладка сигнальной ленты и медного провода проектом не предусмотрена. На границах прокладки газопровода способом горизонтально-направленного бурения установлены опознавательные знаки. Медный провод выводится на поверхность земли до и после пересечения под КИК.

Опознавательные знаки следует размещать на постоянных ориентирах в застроенной части населенного пункта (наружные стены капитальных 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 прямолинейных участках трассы опознавательные знаки предусматриваются с шагом через 200-500 м.

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.

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

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

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

66

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.

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.

Подземный газопровод из полиэтиленовых труб давлением от 0,3МПа до 0,6МПа включительно по нормам СП 62.13330.2011* таблицы 16 испытывается давлением 0,75МПа в течение 24 часов.

При проведении испытаний рекомендуемая максимальная длина испытываемого участка газопровода в поселении и класс манометра принимаются согласно:

- при испытании подземного газопровода высокого давления 2 категории - табл. 31 СП 42-101-2003;

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

- после сварки перехода до укладки на место;
- после укладки и полной засыпки перехода;
- 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

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

67

давления манометром класса точности 0,6, 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.

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;

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

68

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

е) огораживать 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 погребов, 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.

10 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

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

Эксплуатация и технический надзор за газовым оборудованием осуществляется в соответствии с "Правилами 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.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

69

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 взаимодействия;
- 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;

Ив. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
1		
Изм.	Кол.уч	Лист

09-21	07.21
№ док	Подпись
Дата	

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

70

- 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;
 - бандаж для труб диаметром 50-700 мм;
 - резиновые шланги диаметром 8-25 мм;
 - домкрат;
 - спецодежда противогазы шланговые;
 - средства и медикаменты первой доврачебной помощи.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

71

- 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.

10.2 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 проводиться строго в полосе отвода;
- исключаются 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 7, 00598000008/2-ООС.

Проектируемый объект не попадает в границы особо охраняемых природных территорий. По землям сельскохозяйственного назначения, лесного фонда, трасса газопровода не проходит.

Так же трасса газопровода не проходит по охотничьим угодьям.

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

В рамках 2-го этапа строительства проектом предусмотрена частичная вырубка с выкорчевыванием и обрезка обнаруженных зеленых насаждений которые произрастают в полосе временного отвода.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

72

Всего в пределах полосы временного отвода произрастает 127 экземпляров деревьев из которых под снос назначено 113 экземпляров и сохранению подлежит 14 деревьев. Сохраняемые экземпляры либо произрастают на границе полосы временного отвода либо имеют высокую ценность ввиду большого возраста и удовлетворительного состояния.

Вырубка представителей видов включенных в Красную книгу Российской Федерации и Красную книгу Республики Крым не предусматривается.

Деревья, подверженные вырубке с выкорчевыванием и обрезке указаны в графической части тома «ППО» (см. 00598000008/2-ППО л.2-18) и карте фактического материала (см. 0059800000/2-ИЭИ Приложение Ф2).

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

11.1 Нагрузки и воздействия

Нагрузки и воздействия, действующие на газопровод, различаются на:

- силовые нагрузки — 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 нагрузки — 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

$$q_q = m_q g, \text{ Н/м} \quad (11.1)$$

где m_q — расчетная масса 1 м Ø225х20,5 – 13,3 кг/п.м, Ø180х16,4 – 8,51 кг/п.м, Ø110х10,0 – 3,17 кг/п.м, принимаемая по ГОСТ Р 58121.2-2018;

g – ускорение свободного падения, равное 9,8 м/с².

Давление грунта на единицу длины газопровода определяется по формуле

$$q_m = \rho_m g d_e h_m, \text{ Н/м} \quad (11.2)$$

где d_e – наружный диаметр газопровода;

ρ_m – плотность грунта;

h_m – толщина грунта, расположенного над газопроводом, принимаемая для расчета 1,0м.

Ив. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
1		
Изм.	Кол.уч	Лист

09-21	07.21
№ док	Подпись
Дата	

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

73

Значение	qq , Н/м	qm, Н/м
Ø225x20,5	130,34	4299,75
Ø180x16,4	83,398	2646,0
Ø110x10,0	31,066	2102,1

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.

Согласно СП 11-105-97, Часть III, грунты слоя Н, слоя П, ИГЭ 1 и ИГЭ 4 относятся к специфическим.

Слой Н - Насыпной грунт (дресва и щебень с суглинистым заполнителем), мощностью 0,6 – 3,0 м.

Согласно СП 22.13330.2016 п. 6.6.3 все вскрытые насыпные грунты на участке изысканий относятся к типу П.

Вскрытые насыпные грунты являются отвалами грунтов природного происхождения, образовавшихся в результате плановой отсыпки местных понижений, также для дорожной подсыпки. Грунты имеют однородный состав и состоят в основном из дресвы и щебня или гравия и гальки местных пород с суглинисто-супесчаным заполнителем. Количество, размер и состав обломочного материала выдержано, как по мощности слоя, так и по простиранию.

Наибольшие мощности насыпных грунтов отмечены в скважинах 42 и 56. Здесь насыпные грунты заполняют естественное понижение в рельефе и имеют мощность 2,8 – 3,0 м.

Насыпные грунты дорожной насыпи на переходах через автодорогу Белогорск – Нижегородский бурением не вскрывались.

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, мощностью 0,2 – 1,5 м. Отнесен к специфическим в силу своего элювиального генезиса.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

74

Почвенно-растительный слой в соответствии с Постановлением правительства РФ от 23.02.1994 № 140 подлежит рекультивации, сохранению и рациональному использованию, основанием фундаментов он не является.

11.2 Противокоррозионная изоляция футляров

Металлический участок деталей ПЭ/сталь, металлическая часть контрольных трубок изолируются термоусадочной лентой «Терма» (перекрытие 75%) ТУ 2245-024-82119587-2007.

Наружная поверхность футляра в месте выхода газопровода из земли изолируется термоусадочной лентой ТЕРМА ДОНРАД-СТ 450х2.0мм (перекрытие 50%) ТУ 2245-004-46541379-97.

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 проектом предусмотрена засыпка траншеи на всю глубину песком с учетом требований п.8.1.5 ГОСТ 9.602-2016.

11.2.1 Проектные решения по пересечению газопроводом естественных и искусственных преград

- Пересечение трассой газопровода ГЗ№2 автомобильной дороги «35К-016 Нижнегорский Белогорск на ПК0+11.7, ПК26+91.9 и ПК32+04.4.

В соответствии с техническими условиями ГУП РК «Служба автомобильных дорог Республики Крым» №6232/1 от 08.04.2021 – о выдаче технических условий, пересечение проектируемого газопровода высокого давления **2 категории** с автомобильной дороги 35К-016 выполнено закрытым способом (методом горизонтально-направленного бурения).

Пересечение выполнено с устройством защитного футляра из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR 11 400х36,4 по ГОСТ Р 58121.2-2018 и соответствует требованиями по прочности и долговечности.

- Пересечение выполнено под углом 90 градусов;
- Пересечение выполнено закрытым способом - методом горизонтально-направленного бурения;
- Глубина укладки газопровода от подошвы насыпи до верха футляра составляет не менее 1,5м согласно п. 1.6 полученных ТУ.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

75

- Пересечение трассой газопровода ГЗ№2 автомобильных дорог и проездов местного значения на ПК53+29.6, ПК56+75.1, ПК65+12.5, ПК66+08.0, ПК67+26.7, ПК69+25.7, ПК70+09.2, ПК72+30.6, ПК74+01.1, ПК75+80.0, ПК77+04.9 и ПК78+80.5.

Пересечение проектируемого газопровода высокого давления **2 категории** автомобильных дорог и проездов местного значения выполнено открытым способом с устройством защитного футляра из полиэтиленовых труб SDR 11 400x36,4; 315x28,6 по ГОСТ Р 58121.2-2018.

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.

При пересечении подземным газопроводом дороги концы футляра расположены на расстоянии не менее 2,0м от края проезжей части. Минимальная глубина укладки газопровода до верха футляра от верха покрытия на нулевых отметках и выемках под дорогой, при прохождении ее открытым способом составляет не менее 1,0 м, закрытым способом – не менее 1,5 м.

Для газопровода, прокладываемого внутри футляра, предусмотрена установка опорно-направляющих колец с шагом 2-3м.

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.

При прохождении открытым способом разборка и восстановления асфальтовых дорожных покрытий 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.

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

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

76

Разработка и восстановление асфальтобетонных и бетонных дорожных покрытий предусмотрена в 3 стадии:

- 4) разборка асфальтобетонного/бетонного покрытия – 10 см;
- 5) разборка щебеночного основания – 22 см;
- 6) восстановление в т.ч.:
 - щебеночного основания - 22 см;
 - асфальтобетонного/бетонного покрытия – 10 см;

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 песчаным грунтом или другими аналогичными малосжимаемыми (модуль деформаций 20 МПа и более) местными материалами, не обладающими цементирующими свойствами, с уплотнением.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
1			09-21		07.21	00598000008/2-ТКР.ПЗ			77
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата				

12 Перечень используемой нормативной документации

- Постановление 87 «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- Кодекс 190-ФЗ Градостроительный кодекс Российской Федерации;
- Постановление 878 «Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей»;
- Приказ 531 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления";
- Федеральный закон О газоснабжении в Российской Федерации;
69-ФЗ
- Федеральный закон О промышленной безопасности опасных производственных
116-ФЗ объектов;
- Федеральный закон Технический регламент о требованиях пожарной безопасности;
123-ФЗ
- Федеральный закон О пожарной безопасности;
69-ФЗ
- Приказ 961 Правила учета газа;
- ГОСТ Р 21.101-2020 «Система проектной документации для строительства. Основные
требования к проектной и рабочей документации»;
- ГОСТ Р 54961-2012 «Системы газораспределительные. Сети газопотребления. Общие
требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация»;
- ГОСТ Р 54983-2012 «Системы газораспределительные. Сети газораспределения
природного газа. Общие требования к эксплуатации.
Эксплуатационная документация»;
- ГОСТ Р 55472-2019 «Системы газораспределительные. Требования к сетям
газораспределения. Часть 0. Общие положения»;
- ГОСТ Р 55473-2019 «Системы газораспределительные. Требования к сетям
газораспределения. Часть 1. Полиэтиленовые газопроводы»;

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

1			09-21	Ф.И.О.	07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

78

- ГОСТ Р 55474-2019 «Системы газораспределительные. Требования к сетям газораспределения. Часть 2. Стальные газопроводы»;
- 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 21.610-85 «Система проектной документации для строительства. Газоснабжение. Наружные газопроводы. Рабочие чертежи»;
- СП 62.13330.2011* «Газораспределительные системы»;
- 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»;
- СП 48.13330.2019 «Организация строительства»;
- ПУЭ Правила устройства электроустановок
- Постановление 87 «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Взам. инв. №

Подпись и дата

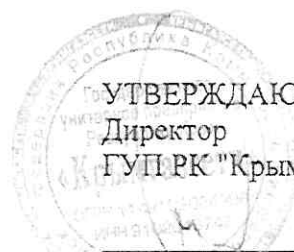
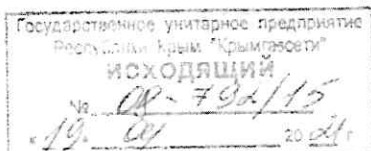
Инв. № подл.

1			09-21		07.21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.ПЗ

Лист

79



С.И. Тарасов

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на подключение (технологическое присоединение) объекта капитального строительства
к сетям газораспределения

1. ГУП РК «Крымгазсети»

(наименование газораспределительной организации, выдавшей технические условия)

2. ООО «Симинжгаз»

(полное наименование заявителя - юридического лица, индивидуального предпринимателя; фамилия, имя, отчество - физического лица)

3. Объект капитального
строительства

Подключение (технологическое присоединение) к
сети газораспределения сети газопотребления
объекта: «Подводящий газопровод к с. Белая
Скала, с. Вишенное Белогорского района
Республики Крым»

(наименование объекта капитального строительства)

расположенный (проектируемый): Республика Крым, Белогорский район, с. Белая Скала,
с. Вишенное

(местонахождение объекта капитального строительства)

4. Максимальная нагрузка (часовой расход газа)

840,1 куб. метров в час
1992,4 куб. метров в час

5. Давление газа в точке подключения:

максимальное: 0,6 МПа;
фактическое (расчетное): 0,4 МПа

6. Информация о газопроводе в точке подключения:

существующий подземный

(диаметр, материал труб и тип защитного покрытия)

газопровод высокого давления Ø 325 мм, проложенный от ГРС Белогорск

7. Срок подключения (технологического присоединения) к сетям газораспределения объекта
капитального строительства не более 92-х дней рабочих дней с даты подписания акта
о готовности сетей газораспределения.

8. Основные инженерно-технические и общие требования к проектной документации в случае,
предусмотренном законодательством Российской Федерации:

Основные требования для проектирования распределительных газопроводов высокого и низкого давления:

- разработать гидравлическую схему газопровода высокого давления;
- запроектировать и построить согласно схеме распределительный газопровод.
 - подземную прокладку газопровода из из полиэтиленовых труб;
- неразъемное соединение полиэтилен-сталь узла перехода полиэтилен-сталь на выходе/входе из земли предусмотреть в вертикальном исполнении на уровне земли;
- для снижения давления ГРПШ (ГРПБ) с регуляторами по расчету;
- герметизацию вводов инженерных коммуникаций;
- закладку проектной и исполнительно-технической документации в страховой фонд документации микрофильмирования.

Акт выбора трассы согласовать с заинтересованными организациями и землепользователями.

Схему газификации утвердить в органах местного самоуправления.

9. Другие условия подключения, включая точку подключения:-

10. Оборудование подключаемого объекта капитального строительства прибором учета газа (если предусмотрено законодательством Российской Федерации):

- необходимость установки узла учета газа в ГРПШ (ГРПШ) согласовать с главным метрологом ГУП РК «Крымгазсети».

11. Срок действия настоящих технических условий – 2 года.

Проектную документацию согласовать с ГУП РК «Крымгазсети, предварительно с Симферопольским УЭГХ ГУП РК «Крымгазсети».

Заместитель директора-
Главный инженер
ГУП РК «Крымгазсети»



К.А. Серeda

«Согласовано»

Заместитель директора по перспективному развитию
Программ газификации ГУП РК «Крымгазсети»

 Д.В. Высоцкий

Проектируемый ГРПШ Вишенное №2

ГЗ№2
ИЭ 100 ГАЗ SDR 11 Powerpipe Jacket-1 - 110x10.0

ГЗ№2
ИП 100 ГАЗ SDR 11 Powerpipe Jacket-1 - 225x20.5

Проектируемый ГРПШ Вишенное №1

ГЗ№3
ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Powerpipe Jacket-1 - 110x10.0

Основные технико-экономические показатели	
Общий объем потребления природного газа (1 этап)	840,1 м³/ч
Общая протяженность газопровода высокого давления ГЗ№1 (1 этап)	590,4м
Проектируемый ГРПШ "Белая Скала" с общим расходом газа	840,1 м³/ч
Общий объем потребления природного газа (2 этап)	1992,4 м³/ч
Общая протяженность газопровода высокого давления ГЗ№2 (2 этап)	8117,9м
Проектируемый ГРПШ "Вишенное №2" с общим расходом газа	996,2 м³/ч
Общая протяженность газопровода высокого давления ГЗ№3 (2 этап)	15м
Проектируемый ГРПШ "Вишенное №1" с общим расходом газа	996,2 м³/ч

Охранная зона с особыми условиями
использования территории

Природный парк "Белая Скала"

ГЗ№2
ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Powerpipe Jacket-1 - 225x20.5

Пересечение №3 проектируемого газопровода высокого давления
с автомобильной дорогой "35К-016 Белогорск- Нижегородский"
45км+800м в районе с. Бела́я Скала

Пересечение №2 проектируемого газопровода высокого давления
с автомобильной дорогой "35К-016 Белогорск- Нижегородский"
46км+400м в районе с. Белая Скала

ГЗ№2
 ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Powerpipe Jacket-1 - 225x20.5

Условные обозначения:

- | | |
|--|---|
|  | Проектируемый газопровод высокого давления в рамках 1 этапа строительства |
|  | Проектируемый газопровод высокого давления в рамках 2 этапа строительства |
|  | Существующий газопровод высокого давления Ду300 |
|  | Существующая ГРС г. Белогорск |
|  | Проектируемый ГРПШ |
|  | Проектируемый БУУРГ и ГРПШ |
|  | Пересечение временных водотоков |
|  | Пересечение автомобильных дорог |

ГЗ№1
 ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Powerpipe Jacket-1 - 225x20.5

Охранная зона с особыми условиями
использования территории

ВЛ-330кВ

Врезка в существующий
газопровод Ду300

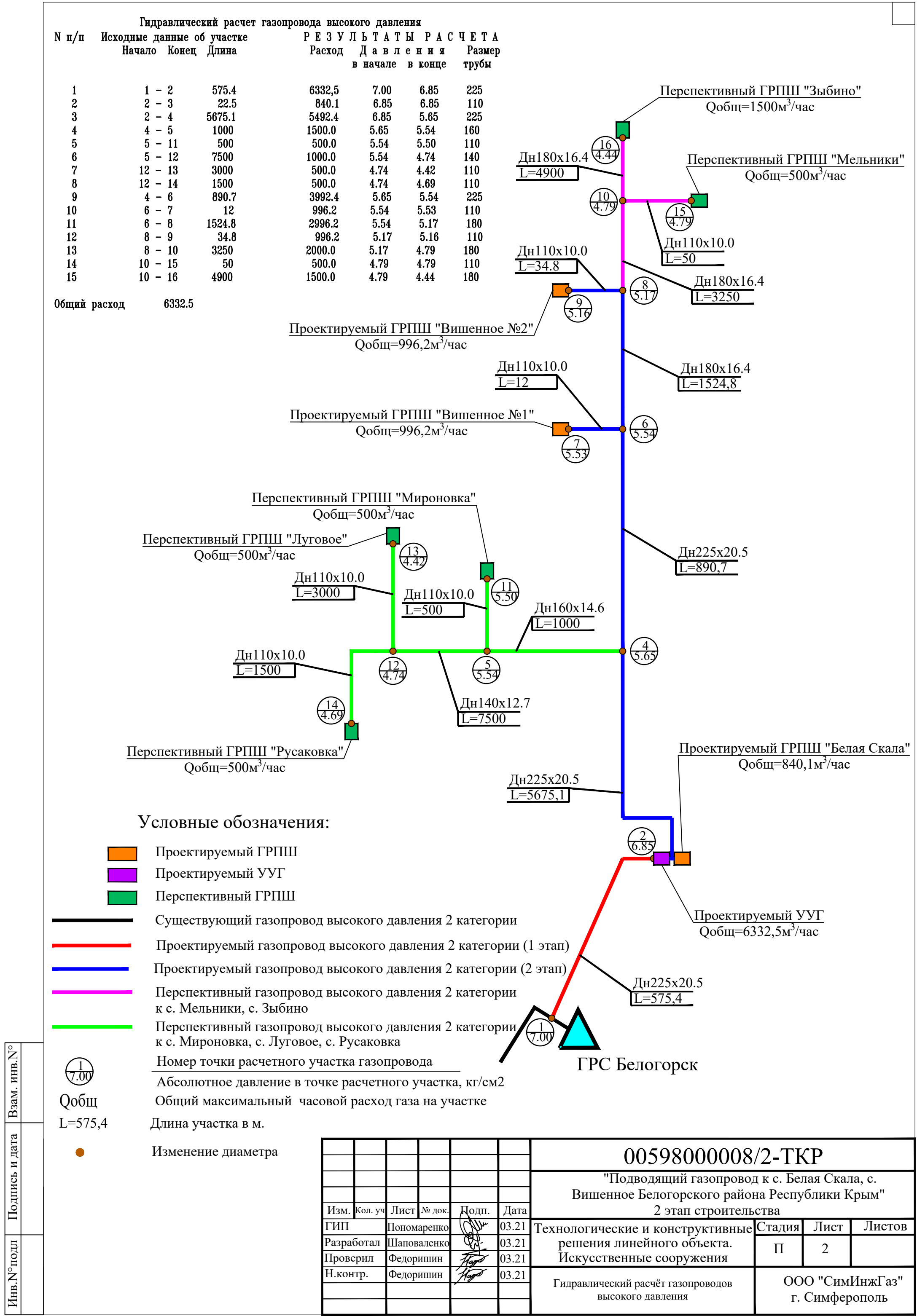
Охранная зона МГ Джанкой-Феодосия-Керчь
с отводами к ГРС, г/о к ГРС-1 г. Керчь
и ГРС-1, г/о к ГРС-2 г. Керчь и ГРС-2,
газопровод УКПГ Фонтаны-ДФК,
газопровод УКПГ Багеново-ДФК

Проектируемый БУУРГ и ГРПШ Белая Скала

Зона публичного сервитута для размещения инженерных сооружений объекта

"Строительство и реконструкция автомобильной дороги Керчь-Феодосия-Белогорск-Симферополь-Бахчисарай-Севастополь(граница Белогорского района)"

						0059800008/2-ТКР			
						"Подводящий газопровод к с. Белая Скала, с. Вишенное Белогорского района Республики Крым"			
						2 этап строительства			
Изм.	Кол. уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Пономаренко		<i>Д.В.</i>	03.21		П	1	
Разработал		Шаповаленко			03.21				
Проверил		Федоришин		<i>В.В.</i>	03.21				
Н.контр.		Федоришин		<i>В.В.</i>	03.21				
						Схема трасс газопроводов высокого давления		ООО "СимГНГГаз" г. Симферополь	



ГОСТ 5264-80*-Т1-М

Проектируемый газопровод

Рис. 1

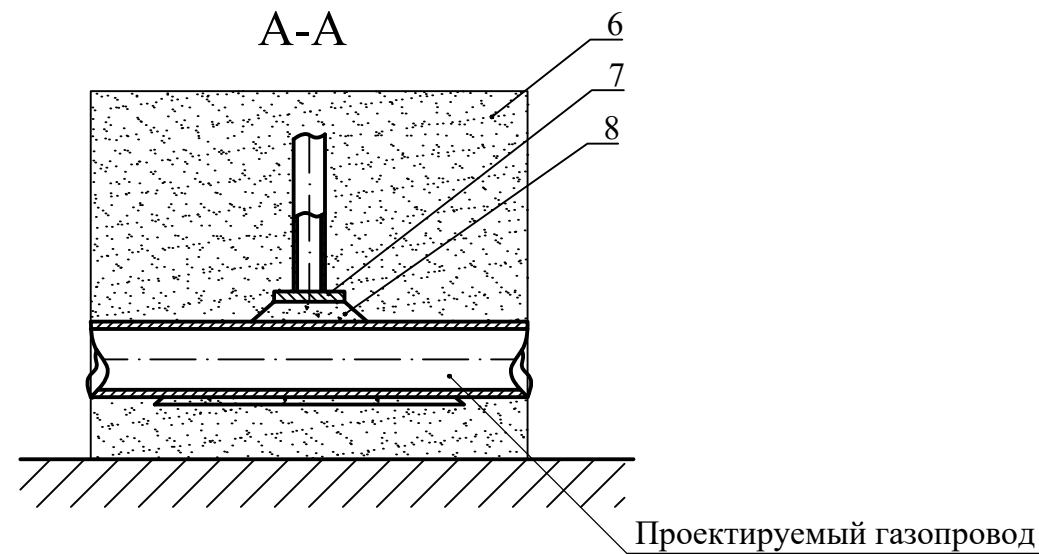


Рис.1

Футляр ПЭ100 SDR11

Проектируемый газопровод

500

L (см. план)

3

4

2

11

10

9

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса ед., кг	Приме- чение
1	ГОСТ 10704-91 В-ст 3 сп ГОСТ 10705-80	Труба Ø57х3,5 (с изоляцией ВУС)	По профиллю	4,62	м
2	с.5.905-25.05 УГ 14.01.00	Трубка контрольная	1		шт
3	с.5.905-25.05 УГ 1.01.00	Подушка	1		шт
4	с.5.905-25.05 УГ 1.03.00	Ковер	1		шт
5	ГОСТ 26633-91	Бетон тяжелый класса В12,5	0,001		м³
6	ГОСТ 8736-2014	Песок природный для строительных работ	0,73		м³
7	с.5.905-25.05 УГ 26.01-03	Кожух			
8	ГОСТ 8267-93	Гравий для строительных работ	0,15		м³
9		Седелка ПЭ100 SDR11	1		шт.
10		Муфта с закладным нагревателем ПЭ 100 ГАЗ SDR11-63	1	0,075	шт.
11	ТУ 2248-025-00203536-96	Неразъемное соединение полиэтилен- сталь ПЭ100 ГАЗ SDR11-63х5,8/ст.57	1	2,3	шт.
		Битум БН 70/30	1		кг

1. Глубину заложения проектируемого газопровода (см. продольные профили в графической части тома 00598000008/1-ППО).
2. Контрольную трубку устанавливать в верхней точке уклона футляра. При нулевом уклоне место установки контрольной трубки определяется исходя из условий монтажа.
3. 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 предусматривают устройство отмостки шириной не менее 0,7 м с уклоном 50%, исключающим проникновения поверхностных вод в грунт близ ковера.

4. Количество материалов и объемов работ для устройства контрольных трубок представлены в ведомости объемов работ и спецификациях.

						00598000008/2-ТКР			
						"Подводящий газопровод к с. Белая Скала, с. Вишенное Белогорского района Республики Крым" 2 этап строительства			
Изм.	Кол.	Лист	№дк.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Пономаренко			04.21		П	3	
Разработал		Шаповаленко			04.21				
Проверил		Федоришин			04.21				
Н.контр.		Федоришин			04.21	Контрольная трубка	ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь		

Согласовано

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

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечание	
	1	2	3		5	6	7	8	9
	Газопровод высокого давления 2 категории (0,3 – 0,6 МПа)								
	1.Подземный газопровод				NORDPIPE				
	1.1 Трубы полиэтиленовые ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Powerpipe Jacket – 1 – 225х20.5	ГОСТ Р 58121.2-2018			//-//	м	6695,2	13,3	Отрезки 13м (с учетом отходов и запаса на укладку труб змейкой – 2%)
	1.2 Трубы полиэтиленовые ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Powerpipe Jacket – 1 – 180х16.4	ГОСТ Р 58121.2-2018			//-//	м	1552,3	8,51	Отрезки 13м (с учетом отходов и запаса на укладку труб змейкой - 2%)
	1.3 Трубы полиэтиленовые ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Powerpipe Jacket – 1 – 110х10.0	ГОСТ Р 58121.2-2018			//-//	м	50,7	3,17	Отрезки 13м (с учетом отходов и запаса на укладку труб змейкой - 2%)
	2. Вывод провода спутника под ковер (КИК)					шт.	16		
	2.1 Трубы полиэтиленовые ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 – 25х2,3	ГОСТ Р 58121.2-2018			//-//	м	8,0	0,169	
	3. Запорные устройства (краны)								
	3.1 Подземные установки				ЧелябинскСпец ГражданСтрой, Челябинск	шт.	1		
	3.1.1 Кран шаровой с ручным управлением Ду150 PN1.6МПа	LD КШ.Ц.ПЭ.GAS.150.016.П/П.02 H=1,5м			//-//	комп.	1		Соединение под ПЭ патрубки
	4. Муфты терморезисторные в т.ч.:	ГОСТ Р 58121.3-2018			NORDPIPE				
4.1 Муфта ПЭ 100 ГАЗ DN225				//-//	шт.	505		Для соединения ПЭ труб и литых фитингов	
4.2 Муфта ПЭ 100 ГАЗ DN180				//-//	шт.	120		Для соединения ПЭ труб, литых фитингов, подземного крана	
4.3 Муфта ПЭ 100 ГАЗ DN110				//-//	шт.	7		Для соединения ПЭ труб и литых фитингов	
4.4 Муфта ПЭ 100 ГАЗ DN63				//-//	шт.	17		Для контрольной трубки на ПЭ футляре	

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв№	

						00598000008/2-ТКР.СО		
						Подводящий газопровод к с. Белая Скала, с. Вишенное Белогорского района Республики Крым		
1			09-21	Федоришин	07.21	2 этап строительства		
Изм.	Кол	Лист	№док	Подпись	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного бъекта. Искусственные сооружения.		Стадия
		ГИП	Лономаренко	Федоришин	04.21			Лист
		Разработ.	Шаповаленко	Федоришин	04.21			Листов
		Проверил	Федоришин	Федоришин	04.21			П
		Н.контр	Федоришин	Федоришин	04.21			1
								4
						Газоснабжение. Наружные газопроводы. Спецификация материалов и оборудования		ООО «СимИнжГаз» г.Симферополь

Изм.№	Подп. и дата	Взам. инв. №

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечание
1	2	3		5	6	7	8	9
	5. Фитинги для полиэтиленовых труб в т.ч.:	ГОСТ Р 58121.3-2018		NORDPIPE				
	5.1 Отвод 90° ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Дн225			//-//	шт.	5		электросварной
	5.2 Отвод 60° ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Дн225			//-//	шт.	8		электросварной
	5.3 Отвод 45° ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Дн225			//-//	шт.	7		электросварной
	5.4 Отвод 30° ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Дн225			//-//	шт.	9		электросварной
	5.5 Отвод 60° ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Дн180			//-//	шт.	12		электросварной
	5.6 Отвод 45° ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Дн180			//-//	шт.	3		электросварной
	5.7 Отвод 30° ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Дн180			//-//	шт.	2		электросварной
	5.8 Отвод 90° ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Дн110			//-//	шт.	2		электросварной
	5.9 Тройник ПЭ 100 ГАЗ Дн225/110			//-//	шт.	1		электросварной
	5.10 Тройник ПЭ 100 ГАЗ Дн180			//-//	шт.	1		электросварной
	5.11 Переход ПЭ 100 ГАЗ Дн225/180			//-//	шт.	1		литой
	5.12 Переход ПЭ 100 ГАЗ Дн180/110			//-//	шт.	1		литой
	5.13 Заглушка ПЭ 100 ГАЗ Дн180			//-//	шт.	1		электросварная
	6.Неразъемное соединение полиэтилен/сталь в т.ч.:	ТУ 4859-001-14915424-2011		Группа ПОЛИПЛАСТИК, г.Москва				
	6.1 НСПС 225/219х6,0 (сталь ГОСТ 10705)			//-//	шт.	1	27,1	Для соединения полиэтиленовых и стальных труб
	6.2 НСПС 110х108х4,5 (сталь ГОСТ 10705)			//-//	шт.	2	6,3	Для соединения полиэтиленовых и стальных труб
	6.3 НСПС 63/57х3,5 (сталь ГОСТ 10705)			//-//	шт.	17	2,2	Для контрольной трубки на ПЭ футляре
	7. Полиэтиленовая лента желтого цвета шириной не менее 0,2м с несмываемой надписью «ГАЗ»	ТУ 2245-028-00203536-96		Группа ПОЛИПЛАСТИК, г.Москва	м	8220,9		
	8. Кабель силовой ВВГз-0,66 сеч.1х4мм2	ГОСТ 16442-80			м	8151,5		
	9.Защитный футляр при прокладке трубопровода под автомобильной дорогой							
	9.1 Трубы полиэтиленовые ПЭ100 ГАЗ SDR11 400х36,4	ГОСТ Р 58121.2-2018		//-//	шт./м	8/171,5	41,9	
	9.2 Трубы полиэтиленовые ПЭ100 ГАЗ SDR11 315х28,6	ГОСТ Р 58121.2-2018		//-//	шт./м	9/173,0	25,9	

1			09-21		07.21
Изм	Колуч	Лист	Подок	Подпись	Дата

00598000008/2-ТКР.СО

Лист
2

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод- изготовитель	Единица измере- ния	Коли- чество	Масса единицы, кг	Примечание	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв№
1	2	3		5	6	7	8	9			
	10. Футляры в месте выхода из земли в т.ч.:										
	10.1 Труба Ø325x8,0 ГОСТ 10704-91 Аст2сп ГОСТ 10705-80				м	2,0		Футляр в местах выхода газопровода из земли			
	10.2 Труба Ø219x5,0 ГОСТ 10704-91 Аст2сп ГОСТ 10705-80				м	4,0		Футляр в местах выхода газопровода из земли			
	11.Контрольная трубка				шт.	94		На углах поворотов трубопровода, на пересечениях с подземными коммуникациями и автодорогами			
	11.1 Труба Ø57x3,0 ГОСТ 10704-91 В10 ГОСТ 10705-80				м	110,0	4,0	На углах поворотов трубопровода, на пересечениях коммуникаций			
	11.2 Трубы полиэтиленовые ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 - 63x5.8	ГОСТ Р 58121.2-2018			м	47,5	1,06	Вставка для контрольной трубки на ПЭ футляре			
	12. Ковер малый	ТУ 400-28-91-75			шт.	120		Для контрольных трубок, подземного стального крана, выводов КИК			
	13. Кожух стальной	с.5.905-25.05 см. 00598000008/2-ТКР л.3			шт./м	94/32,9		Для устройства контрольной трубки			
	14.Кольца опорно-направляющие в т.ч.:				шт.	121					
	14.1 Кольца опорно-направляющие для трубопровода Дн225 в футляре Дн400				шт.	59					
	14.2 Кольца опорно-направляющие для трубопровода Дн180 в футляре Дн315				шт.	62					
	15. Лента ТЕРМА-40 150x2,0	ТУ 2245-024-82119587-2007			м	235,0		Изоляция стального подземного газопровода, ст. части детали ПЭ/сталь, контрольных трубок			
	16. Лента ДОНРАД-СТ 450x2,0мм	ТУ 2245-004-46541379-97			м	15,0		Изоляция футляра на выходе из земли			
	17.Табличка-указатель	Серия 5.905-25.05 вып.1, часть2			шт.	236					
	18. Железобетонные столбики				шт.	236					
	19. Герметизирующие манжеты	ТЕК тип U			шт.	34		Манжеты для заделки концов футляра			
	19.1 Герметизирующие манжеты	ТЕК тип U Ø225x400			шт.	16					
	19.2 Герметизирующие манжеты	ТЕК тип U Ø180x315			шт.	18					
	20.Седловой отвод в т.ч.:	ГОСТ Р 58121.3-2018		Группа ПОЛИПЛАСТИК, г.Москва				Для контрольной трубки на ПЭ футляре			
							00598000008/2-ТКР.CO				Лист
											3

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод- изготовитель	Единица измере- ния	Коли- чество	Масса единицы, кг	Примечание
1	2	3		5	6	7	8	9
	19.1 Седловой отвод ПЭ 100 SDR 11 400х63			//-//	шт.	8		Для контрольной трубки на ПЭ футляре
	19.2 Седловой отвод ПЭ 100 SDR 11 315х63			//-//	шт.	9		Для контрольной трубки на ПЭ футляре
	21. Асбестоцементная труба БНТ Ду100 L=2950мм 22. Песок природный для строительно-монтажных работ средний 23. Мешки с песчано-цементной смесью (размером 1,12х0,74х0,1м)	ГОСТ 31416-2009			шт./м	17/51,0		Для защиты подземных электрокабелей и кабелей связи
					м ³	4032,5		
					шт.	293	83	Пригрузка газопровода на обводненных участках

Примечание: 1. Сварное соединение сварных труб должно быть равнопрочно основному металлу труб или иметь гарантированный заводом-изготовителем согласно стандарту или техническим условиям на трубы коэффициент прочности сварного соединения.

Примечание: 2. Длина труб полиэтиленового газопровода указана с учетом нормы отходов и укладку трубы змейкой.

Инв.№	Подп. и дата	Взам. инв. №

1			09-21		07.21
Изм.	Копуч	Лист	Ноdok	Подпись	Дата

00598000008/2-TKP.CO

Ист
4