

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

«СимИнжГаз»

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

Заказчик – Государственное казенное учреждение города Севастополя
«Управление по эксплуатации объектов городского хозяйства»

**ГАЗИФИКАЦИЯ СЕЛ БАЙДАРСКОЙ ДОЛИНЫ, СЕЛО
КОЛХОЗНОЕ (ВЫСОКОЕ ДАВЛЕНИЕ)**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

91ПР-ОК-ТКР

Том 3

Симферополь

2018

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

«СимИнжГаз»

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

Заказчик – Государственное казенное учреждение города Севастополя
«Управление по эксплуатации объектов городского хозяйства»

**ГАЗИФИКАЦИЯ СЕЛ БАЙДАРСКОЙ ДОЛИНЫ, СЕЛО
КОЛХОЗНОЕ (ВЫСОКОЕ ДАВЛЕНИЕ)**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

91ПР-ОК-ТКР

Том 3

Директор

Ю. Н. Шаров

Главный инженер проекта

А.А. Пономаренко



Симферополь

2018

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

Обозначение	Наименование	Примечание	
		лист	стр.
Текстовая часть			
91ПР-ОК-ТКР.С	Содержание тома 3	1	3
91ПР-ОК-СП	Состав проектной документации	1-2	4-5
91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Пояснительная записка	1-65	6-70
Графическая часть			
91ПР-ОК-ТКР	Схема трассы газопровода высокого давления	1	71
91ПР-ОК-ТКР	План трассы газопровода ГЗ ПК0+00 – ПК10+00.0 М 1:1000	2	72
91ПР-ОК-ТКР	План трассы газопровода ГЗ ПК10+00 – ПК20+00.0 М 1:1000	3	73
91ПР-ОК-ТКР	План трассы газопровода ГЗ ПК20+00 – ПК30+00.0 М 1:1000	4	74
91ПР-ОК-ТКР	План трассы газопровода ГЗ ПК30+00 – ПК37+01.0 М 1:1000	5	75
91ПР-ОК-ТКР	Гидравлическая схема перспективных газопроводов высокого и среднего давления от ГРС «Терновка»	6	76
91ПР-ОК-ТКР	Заземление крана Ду100	7	77
91ПР-ОК-ТКР	Шкафчик для защиты надземного крана Ду100	8	78
91ПР-ОК-ТКР	Узел выхода газопровода из земли	9	79
91ПР-ОК-ТКР	Схема расположения элементов ограждения надземного крана Ду100	10	80
91ПР-ОК-ТКР	Неподвижные опорные части НОП-1-108	11	81
91ПР-ОК-ТКР	Опоры ОП1...ОП5	12	82
91ПР-ОК-ТКР	Опоры ОП6...ОП8	13	83
91ПР-ОК-ТКР	Защитное ограждение газопровода ЗО-1 (на ПК13+99,7-ПК14+19,7)	14	84
91ПР-ОК-ТКР	Защитное ограждение газопровода ЗО-2 (на ПК24+37,6-ПК24+57,6)	15	85
91ПР-ОК-ТКР	Панель ограждения П1 (П2)	16	86
91ПР-ОК-ТКР	Переход ПМ1	17	87
91ПР-ОК-ТКР	Опора ОП-1	18	88
91ПР-ОК-ТКР	Фундамент Фм1	19	89
91ПР-ОК-ТКР	Ферма Ф-1. Узел 11	20	90
91ПР-ОК-ТКР	Ферма Ф-1. Узлы 1...10	21	91
91ПР-ОК-ТКР.С	Спецификация материалов и оборудования	1-2	92-93

Изм.	Кол.у	Лист	№Док	Подпись	Дата	91ПР-ОК-ТКР		
ГИП		Пономаренко			04.18	Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление). Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Содержание тома 3	П	1
Разработал		Неметлаев			04.18			
Н. контр.		Пономаренко			04.18			
						ООО "СимИнжГаз"		



Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
Инженерные изыскания			
1	91ПР-ОК-ИГДИ	Инженерно-геодезические изыскания	
2	91ПР-ОК-ИГИ	Инженерно-геологические изыскания	
3	91ПР-ОК-ИЭИ	Инженерно-экологические изыскания	
4	91ПР-ОК-ИГМИ	Инженерно-гидрометеорологические изыскания	
Проектная документация			
1	91ПР-ОК-ПЗ	Пояснительная записка	
2	91ПР-ОК-ППО	Проект полосы отвода земельного участка	
3	91ПР-ОК-ТКР	Технологические и конструктивные решения	
		линейного объекта. Искусственные сооружения	
4	91ПР-ОК-ИЛО	Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта.	
		Площадка ГРПШ	
4.1	91ПР-ОК-ИЛО-ПЗ	Пояснительная записка	
4.2	91ПР-ОК-ИЛО-КР	Конструктивные и объемно-планировочные решения	
4.3	91ПР-ОК-ИЛО-ИОС.7	Технологические решения	
5	91ПР-ОК-ПОС	Проект организации строительства	
6	91ПР-ОК-ПОД	Проект организации работ по сносу (демонтажу) линейного объекта	Не требуется
7	91ПР-ОК-ООС	Мероприятия по охране окружающей среды	
8	91ПР-ОК-ПБ	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
9	91ПР-ОК-СМ	Смета на строительство	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

91ПР-ОК-СП

Изм.	Кол.уч.	Лист	№Док	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
						П	1	2
ГИП		Пономаренко			04.18			
Разработ.		Федоришин			04.18	ООО "СимИнжГаз"		

Газификация сел Байдарской долины,
село Колхозное (высокое давление)
Состав проекта

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
10		Иная документация, в случаях,	
		предусмотренных федеральными законами	
10.1	91ПР-ОК-ГОЧС	Инженерно-технические мероприятия по	
		гражданской обороне. Мероприятия по	
		предупреждению чрезвычайных ситуаций	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.




91ПР-ОК-СП

Лист

2

Содержание

1	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка проектирования	10
1.1	Физико-географические и техногенные условия.....	10
1.1.1	Геоморфология.....	10
1.1.2	Почвы и растительность.....	11
1.2	Климат.....	11
1.3	Инженерно-геологическая характеристика.....	12
1.4	Коррозионные свойства грунтов	13
1.5	Гидрогеологические условия.....	13
2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта.....	15
2.1	Специфические грунты	15
2.2	Техногенная нагрузка	15
2.3	Геологические и инженерно-геологические процессы	15
2.4	Выводы и рекомендации	17
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	19
3.1	Физико-механические свойства грунтов	19
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта.....	22
5	Сведения о категории и классе линейного объекта.....	24
5.1	Сведения о категории линейного объекта.....	24
5.2	Сведения о классе линейного объекта.....	24
5.3	Уровень ответственности линейного объекта.....	24
6	Сведения о проектной мощности линейного объекта.....	24
6.1	Характеристика объекта строительства.....	24
6.2	Сведения о проектной мощности	25
7	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта	25
7.1	Технологические и технические устройства по трассам распределительного	

Взам. инв. №						91ПР-ОК-ТКР-ПЗ			
	Изм.	Кол.у	Лист	№Док	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Инв. № подл.	ГИП		Пономаренко		04.18	Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление) Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Пояснительная записка	П	1	65
	Разработал		Неметлаев		04.18				
	Н. контр.		Пономаренко		04.18		ООО "СимИнжГаз"		

газопровода 25

7.1.1	Отключающие устройства	25
7.1.2	Обозначение и привязка наружных газопроводов	26
7.1.3	Дополнительные сооружения на газопроводах в особых условиях	27
7.1.4	Прокладка газопровода на обводненных участках.....	27
7.1.5	Пересечение газопроводом существующих дорог	28
7.1.6	Пересечение газопроводом реки Узунджа	28
7.1.7	Конструктивные решения по надземному газопроводу.....	28
8	Перечень мероприятий по энергосбережению	29
9	Обоснование количества и типов оборудования, используемых в процессе строительства линейного объекта	30
10	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест .	30
11	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта.....	32
12	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта.....	32
13	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность.....	33
14	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях	35
15	Технология процесса транспортирования продукта	37
16	Характеристика параметров трубопровода.....	37
17	Обоснование диаметра трубопровода.....	38
18	Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении.....	39
19	Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации.....	39
20	Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов	40
21	Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них.....	41
22	Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования.....	42

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
							2

23	Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды	42
24	Мероприятия по защите трубопроводов от снижения температуры продукта ниже допустимой.....	42
25	Описание системы диагностики состояния газопровода высокого давления	42
26	Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению ..	45
27	Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями	45
28	Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)	45
29	Оценка возможных аварийных ситуаций	45
30	Сведения об опасных участках на газопроводах	46
31	Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий	46
32	Описание проектных решений по прохождению трассы газопровода.....	54
33	Обоснование безопасного расстояния от оси трубопровода до населенных пунктов и инженерных сооружений	56
34	Нагрузки и воздействия.....	59
35	Надежность газопровода высокого давления.....	61
35.1	Проектная надежность.....	61
35.2	Эксплуатационная надежность.....	62
36	Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим материалам	64
37	Обоснование требований к габаритным размерам труб	64
38	Пространственная жесткость конструкции газопровода высокого давления.....	65
39	Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве	65
40	Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе крутизной склонов более 15 градусов.....	65
41	Обоснование глубины заложения на отдельных участках	65
42	Описание конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках, подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек ..	66

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

91ПР-ОК-ТКР-ПЗ

Лист

3

43 Описание принципиальных конструктивных решений балансировки трубы трубопровода с применением утяжелителей охватывающего типа 66

44 Оознавательные знаки по трассе газопровода высокого давления..... 67

45 Перечень используемой нормативной документации..... 68

46 Приложение А Технические условия ПАО «Севастопольгаз» №12-087 от 28.08.17г... 70

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

91ПР-ОК-ТКР-ПЗ

1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка проектирования

В административном отношении объект проектирования располагается на землях Орлиновского муниципального округа, г. Севастополь, РФ.

1.1 Физико-географические и техногенные условия

1.1.1 Геоморфология

В геоморфологическом отношении участок изысканий приурочен к району Главной гряды Крымских гор.

В самой западной части района, между г. Балаклава и Ай-Петринской яйлой, Главная гряда сожжена верхнеюрскими и нижнемеловыми фацальнопестрыми породами – известняками, песчаниками, глинами и конгломератами. Это соответствующим образом повлияло на ход денудационных процессов, которые привели к значительному горизонтальному (2,8 – 3,7 км/км²) и резкому вертикальному расчленению гряды и определили развитие в этой зоне эрозионно-денудационного рельефа с разобщенными короткими островершинными и сглаженными хребтами и межгорными котловинами эрозионно-тектонического происхождения (Байдарской и Варнаутской) (Гидрогеология СССР. Том VIII. Крым, издательство «Недра», Москва, 1970).

Согласно схеме морфоструктур и морфоскульптур Крыма (по Б.А. Вахрушеву) участок изысканий расположен в пределах эрозионно-тектонической межгорной впадины с низкогорным рельефом на нижнемеловых глинах.

Непосредственно участок изысканий вытянут линейно с запада (от начала трассы) на восток и приурочен к нескольким геоморфологическим элементам:

1. Дно Байдарской котловины (ПК 0+00.0 – ПК 8+00.0)
2. Юго-западный склон горы Сундюрлю-Каясы (ПК 8+00.0 – ПК 17+00.0)
3. Водораздельное пространство горы Сундюрлю-Каясы (ПК 17+00.0 – ПК 20+00.0)
4. Восточный склон горы Сундюрлю-Каясы (ПК 20+00.0 – ПК 31+00.0)
5. Долина реки Узунджа (ПК 31+00.0 – ПК 37+00.0)

Абсолютные отметки поверхности по устьям пробуренных скважин изменяются в пределах 265,20 – 468,64 м.

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

							91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			5

1.1.2 Почвы и растительность

В почвенном покрове района изысканий преобладают бурые горно-лесные почвы (Почвенная карта Крыма. Автор Н.А. Драган).

В растительном покрове района работ преобладает леса из дуба пушистого и их производные с грабинниками (Карта растительности Крыма. Автор Дидух Я.П.).

Непосредственно на участке изысканий почвенно-растительный слой вскрыт почти всеми скважинами, за исключением скважины № 14 и 26, и распространен практически повсеместно. Мощность вскрытого почвенного слоя 0,1 -0,5 м. По своему типу вскрытый горизонт почв относится к бурым горно-лесным почвам. Структура почвы – комковатая, орехово-комковатая.

Растительность участка изысканий представлена преимущественно лесными породами деревьев и кустарников: дуб пушистый, грабинник, можжевельник высокий, сосна обыкновенная, кизил, лещина и т.д.

1.2 Климат

В соответствии с картой климатического районирования Республики Крым для строительства Рисунок А.1* СП 131.13330.2012 рассматриваемая территория относится к климатическому району III Б.

Средняя годовая температура воздуха плюс 10 °С. Средняя месячная температура воздуха: июля – плюс 21 °С, января – плюс 0.3 °С. Абсолютный минимум температуры воздуха – минус 27 °С. Абсолютный максимум температуры воздуха достигает плюс 39 °С.

Территория относится к зоне недостаточного увлажнения. Годовое количество осадков составляет 482 мм. Максимум месячных сумм осадков наблюдается в декабре–январе, наименьшее количество в апреле–мае. Средняя месячная относительная влажность воздуха в июле от 64 до 69 %.

Средняя месячная скорость ветра для района изысканий изменяется от 3,6 м/с в июле до 5,1 м/с в январе. Преобладающее направление ветра в зимний период северо-восточное и южное, а в летний период восточное и западное. Наименьшие средние месячные скорости ветра наблюдаются в теплое время года (от 2,4 до 2,6 м/с). Сильные ветра (более 15 м/с) наблюдаются чаще зимой (в январе-феврале). Наибольшие скорости ветра повторяемостью один раз в 10 лет могут достигать 32 м/с.

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

- по весу снегового покрова к I району (карта 1,б), нормативное значение веса снегового покрова – 0,5 кПа;
- по давлению ветра ко II району (карта 2,е), нормативное значение давления ветра -0,30 кПа;
- по толщине стенки гололеда к III району (карта 3,б), нормативное значение толщины стенки гололеда – 10 мм.

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

1.3 Инженерно-геологическая характеристика

В тектоническом отношении исследуемая территория находится в пределах западной части Юго – Западного синклинория, а точнее относится к Байдарской котловине и Узунджикской депрессии.

Синклинорий юго-западной части горного Крыма сложен породами средней и верхней юры и отчасти нижнего мела (Руководство по учебной геологической практике в Крыму. Т. II. М.В. Муратов. Геология Крымского полуострова. М., «Недра», 1973). Нижние горизонты нижнего мела – глины валнжина и готерива – заполняют глубокие депрессии (Байдарская, Варнаутская, Узунджикская и др.), борта которых сложены титонскими известняками (Рисунок 4.2). Мощность нижнемеловых пород более 350 м.

Байдарская, Варнаутская и Узунджикская котловины, представляют собой грабены и древние эрозионные формы.

Для Байдарской и Варнаутской котловин характерно блоковое строение, обусловленное взаимным смещением отдельных массивов известняков, и неравномерная мощность нижнемеловых отложений (И.Э. Ломакин, В.Е. Иванов, А.С. Тополок, Л.Л. Ефремцева, 2010. Новые данные о геологическом строении побережья юго-западного Крыма).

Валанжин-готерив представлен желтовато-серыми и зеленоватыми глинами с прослоями песчаников и известняков, которые ритмично чередуются в толще глин напоминая флиш.

Четвертичные отложения района работ представлены в основном делювиально-пролювиальными, аллювиальными, коллювиальными и техногенными отложениями.

В геологическом строении непосредственно участка производства работ принимают участие современные элювиальные отложения, современные и верхнечетвертичные делювиально-коллювиальные отложения, отложения нижнего мела, валанжин-готеривского ярусов и отложения титонского яруса верхней юры.

Геологическое строение рассматриваемого участка, до изученной глубины 6,0 м представлено следующими стратиграфо-генетическими комплексами (СГК):

СГК-I – Современные элювиальные образования(eQh)

Слой П (eQh) – Почвенно-растительный слой с дресвой и щебнем известняка, мощностью 0,1 – 0,5 м.

СГК-II – Верхнечетвертичные и современные делювиально-коллювиальные отложения (d-cQN3-h)

ИГЭ 1 (d-cQN3-h) – Щебенистый грунт с включением глыб известняка, с твердым суглинистым заполнителем коричнево-бурого цвета. Мощность слоя 0,3 – 2,8 м.

СГК-III – Современные аллювиальные отложения (aQh)

ИГЭ 2 (aQh) – Галечниковый грунт с мягкопластичным суглинистым заполнителем, с единичными включениями валунов. Мощность слоя 2,1 – 2,8 м.

Обломочный материал грунтов ИГЭ 1 и ИГЭ 2 представлен преимущественно местным известняком.

СГК-III – Морские отложения нижнего мела, вланжинского и готеривского яруса (K1v-g).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
							7

ИГЭ 3 (K1v-g) – Глина пестроцветная (зеленовато-серая до желтовато-серой, с пятнами коричневой), легкая, твердая, ненабухающая, с конкрециями сидерита (до 4 – 5 см в диаметре) и прослоями песчаника, местами с дресвой мелоподобного известняка. Пройденная мощность слоя 0,5 – 4,8 м.

ИГЭ 4 (K1v-g) – Алеврит зеленовато-серый, плотный, низкой прочности, размягчаемый. Пройденная мощность слоя 3,1 – 3,4 м.

СГК-IV – Морские отложения верхней юры, титонского яруса (J3tt).

ИГЭ 5 (J3tt) – Известняк светло-серый, очень плотный, прочный, размягчаемый. Пройденная мощность слоя 0,9 – 2,5 м.

1.4 Коррозионные свойства грунтов

Коррозионная агрессивность грунта определялась по результатам измерения УЭС грунтов на участке под проектируемую площадку ГРП в местах бурения скважин, методом симметричной четырехэлектродной установки с помощью измерителя сопротивлений М-416 и 4-х стальных электродов. Электроды размещались в одну линию на одинаковом расстоянии друг от друга и забивались на глубину 20-30 см. Замеры удельного сопротивления грунтов проводились на глубину 1,5 м.

Величина удельного сопротивления грунтов определялась по формуле: Ом.м,

где r – расстояние между электродами, равное 1,5 м

R – показания прибора, Ом.

В соответствии с ГОСТ 9.602-2005 Грунты, которые распространены на площадке ГРП (грунты ИГЭ 3) обладают средней коррозионной агрессивностью.

1.5 Гидрогеологические условия

Согласно гидрогеологическому районированию Крымского полуострова участок изысканий принадлежит Провинции Г – складчатая система (мегантклинорий) Горного Крыма, области Западно-Крымского синклинория (Гидрогеология СССР, Том VIII, Крым).

Западно-Крымский синклинорий сложен водоупорными породами таврической серии и средней юры, обводненными закарстованными известняками верхней юры и водоупорными породами нижнего мела.

В Области Западно-Крымского синклинория выделяют 4 гидрогеологических района.

Участок изысканий относится к району № 2 – площадь распространения трещинно-карстовых вод.

В описываемом гидрогеологическом районе выделяют только верхнеюрский водоносный горизонт.

На период изысканий подземные воды вскрыты скважинами № 1, 2, 3, 4, 5 и 31, 32, 33, 34, 35. Установившийся уровень подземных вод на момент изысканий составил 0,70 – 2,80 м.

Вскрытые подземные воды по условиям залегания относятся к типу «верховодка» и единого водоносного горизонта не образуют. Подземные воды приурочены преимущественно к пойменной части

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			91ПР-ОК-ТКР-ПЗ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата				

реки Узунджа и ко дну Байдарской котловины. Водоупором для «верховодки» служат нижнемеловые глины ИГЭ 3. Согласно опроса местных жителей, «верховодка» образуется во влажный период года (сентябрь – май) и при обильном и продолжительном выпадении осадков.

Разгрузка «верховодки» осуществляется в дренажные каналы, которые прорыты по северо-западной окраине села Колхозное для отвода поверхностной и подземной воды. Далее ненаправленным (верным) стоком вода дренируется в реку Узунджа.

Водовмещающими слоями для подземных вод служат грунты ИГЭ 1 и ИГЭ 2.

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

Для определения химического состава подземных вод согласно п. 6.3.19 СП 47.13330.2012, из скважины № 1 (с глубины 1,50 м, 2,00 м и 2,50 м), из скважины № 32 (с глубины 2,50 м) и скважины 33 (с глубины 1,20 и 2,20 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.

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

По своему составу подземные воды гидрокарбонатно-сульфатные кальциево-натриевые, пресные, жёсткие.

В соответствии с таблицей В.3 СП 28.13330.2012 подземные воды неагрессивны 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, W6, W8, W10-12.

В соответствии с таблицей В.4 СП 28.13330.2012 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 до 6,0 мг-экв/дм³.

В соответствии с таблицей В.5 СП 28.13330.2012 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 W10-14, W16-20.

Согласно таблице Г.2 СП 28.13330.2012 подземные воды неагрессивны по содержанию хлоридов к арматуре железобетонных конструкций из бетон марки по водопроницаемости не менее W6 при постоянном погружении и при периодическом смачивании.

В соответствии с таблицей Х.5 СП 28.13330.2012 подземные воды среднеагрессивны к металлическим конструкциям по суммарной концентрации сульфатов и хлоридов ($\text{SO}_4^{2-} + \text{Cl}^-$) до 5 г/л и водородному показателю (рН) свыше 5.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

91ПР-ОК-ТКР-ПЗ

Лист

9

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

2.1 Специфические грунты

Согласно СП 11-105-97, Часть III, грунты слоя II относятся к специфическим.

Слой II – Почвенно-растительный слой, местами с дрсевой и щебнем, мощностью 0,2 – 0,3 м.

Слой почвы отнесен к специфическим в силу своего элювиального генезиса.

Почвенный слой в отдельный инженерно-геологический элемент не выделялся, т.к. мощность слоя меньше глубины заложения проектируемого газопровода и фундамента проектируемой площадки ГРП.

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. Согласно проектным решениям (раздел «Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов (ООС)» поверхностный плодородный слой в обязательном порядке снимается, не смешивается с минеральным грунтом, а после завершения строительства рекультивируется.

2.2 Техногенная нагрузка

Участок изысканий испытывает не значительную техногенную нагрузку, т.к. территория изысканий не застроена и не загружена коммуникациями.

Степень воздействия техногенной нагрузки на территорию изысканий на данный момент отсутствует.

2.3 Геологические и инженерно-геологические процессы

Исследуемый участок по сложности инженерно-геологических условий относится к III (сложной) категории, согласно СП 11-105-97, Часть I (Приложение Б) и СП 47.13330.2012 (Приложение А).

Детерминирующими факторами выбора сложной категории инженерно-геологических условий являются:

- несколько геоморфологических элементов разного возраста и генезиса в пределах участка изысканий;
- более четырех слоев в геологическом разрезе;
- участок изысканий расположен в сейсмически опасной зоне.

На участке изысканий из опасных геологических процессов, которые представляют угрозу безопасности при строительстве и эксплуатации проектируемых объектов, выделяется сезонное подтопление и высокая сейсмичность.

В соответствии с картой ОСР-2015 - А Республики Крым сейсмичность района изысканий - 8 баллов.

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

							91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			10

Из-за наличия нижнемеловых глин (ИГЭ 3) в геологическом разрезе, выступающих в роли водоупора, существует возможность возникновения подземных вод типа «верховодка». «Верховодка» будет образовываться во влажные периоды года и при обильном и долговременном выпадении осадков.

Процесс сезонного подтопления на участке производства работ в период изысканий развит от ПК 0+00.0 до ПК 4+00.0; от ПК 31+50.0 до 34+00.0 и от ПК 35+50.0 до 36+50.0.

В соответствии с Приложением И, СП 11-105-97, Часть II, по типизации территорий по подтопляемости участки с выделенными пикетами можно отнести к району II-A2 (потенциально подтопляемые в результате экстремальных природных ситуаций (в многоводные годы, при катастрофических паводках).

Остальная часть проектируемой трассы и проектируемая площадка ГРП, в соответствии с Приложением И, СП 11-105-97, Часть II, по типизации территорий по подтопляемости относится к району III-A - неподтопляемые в силу геологических, гидрогеологических, топографических и других естественных причин.

Согласно таблице 5.1 СП 11-105-97 часть II участок изысканий по категории устойчивости территории относительно интенсивности образования карстовых провалов относится к VI категории. Это обусловлено отсутствием карстовых провалов на участке изысканий и на сопряженных территориях. При полевом обследовании участка изысканий, а так же сопряженных территорий и бурении скважин карстовые провалы в рельефе зафиксированы не были, провалов бурового инструмента не наблюдалось. Рельеф участка изысканий ровный, замкнутых понижений, воронок и других свидетельств образований карстовых провалов выявлено не было. В рельефе микрокарстовые формы (кары, каверны) при полевом обследовании на участке изысканий и на сопряженных территориях не встречены. Следует отметить, что известняки ИГЭ 1 являются слабокарстующимися из-за малого увлажнения и отсутствия подземных вод в сами известняках ИГЭ 5.

В процессе бурения и рекогносцировочного обследования территории участка изысканий, а также прилегающих территорий оползневых, суффозионных, карстовых проявлений, разрушений склонов, разрушения или усадки жилых и нежилых построек не выявлено. Поверхностные карстовые формы рельефа (провалы, замкнутые понижения и воронки, кары, желоба) при полевом обследовании не выявлены. При бурении скважин провалов бурового инструмента не наблюдалось.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
Изн.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		
Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							11
Изн. № подл.							Формат А4

2.4 Выводы и рекомендации

1. Исследуемый участок по сложности инженерно-геологических условий относится к III (сложной) категории, согласно СП 11-105-97, Часть I (Приложение Б) и СП 47.13330.2012 (Приложение А).

2. В геоморфологическом отношении участок изысканий приурочен к району Главной гряды Крымских гор. Согласно схеме морфоструктур и морфоскульптур Крыма (по Б.А. Вахрушеву) участок изысканий расположен в пределах эрозионно-тектонической межгорной впадины с низкогорным рельефом на нижнемеловых глинах.

3. Непосредственно участок изысканий вытянут линейно с запада (от начала трассы) на восток и приурочен к нескольким геоморфологическим элементам.

Абсолютные отметки поверхности по устьям пробуренных скважин изменяются в пределах 265,20 – 468,64 м.

4. В соответствии с картой климатического районирования Республики Крым для строительства Рисунок А.1* СП 131.13330.2012 рассматриваемая территория относится к климатическому району III Б.

5. В тектоническом отношении исследуемая территория находится в пределах западной части Юго – Западного синклиория, а точнее относится к Байдарской и Узунджикской депрессии.

6. Геологический разрез до глубины 6,0 м представлен одним слоем и пятью инженерно-геологическими элементами:

Слой П– Почвенно-растительный слой с дресвой и щебнем известняка, мощностью 0,1 – 0,5 м.

ИГЭ 1 – Щебенистый грунт с включением глыб известняка, с твердым суглинистым заполнителем. Мощность слоя 0,3 – 2,8 м.

ИГЭ 2 – Галечниковый грунт с мягкопластичным суглинистым заполнителем, единичными включениями валунов. Мощность слоя 2,1 – 2,8 м.

ИГЭ 3 – Глина, легкая, твердая, ненабухающая, Пройденная мощность слоя 0,5 – 4,8 м.

ИГЭ 4 – Алевролит плотный, низкой прочности, размягчаемый. Пройденная мощность слоя 3,1 – 3,4 м.

ИГЭ 5 – Известняк, очень плотный, прочный, размягчаемый. Пройденная мощность слоя 0,9 – 2,5 м.

7. Согласно СП 11-105-97, Часть III, грунты слоя П относятся к специфическим.

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

							91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			12

8. В соответствии с ГОСТ 9.602-2005 грунты ИГЭ 3 обладают средней коррозионной агрессивностью.

9. Согласно гидрогеологическому районированию Крымского полуострова участок изысканий принадлежит Провинции Г – складчатая система (мегантклинорий) Горного Крыма, области Западно-Крымского синклинория, район №2.

10. На период изысканий подземные воды вскрыты скважинами № 1, 2, 3, 4, 5 и 31, 32, 33, 34, 35. Установившийся уровень подземных вод на момент изысканий составил 0,70 – 2,80 м.

11. На участке изысканий из опасных геологических процессов, которые представляют угрозу безопасности при строительстве и эксплуатации проектируемых объектов, выделяется сезонное подтопление и высокая сейсмичность.

Процесс сезонного подтопления на участке производства работ в период изысканий развит от ПК 0+00.0 до ПК 4+00.0; от ПК 31+50.0 до 34+00.0 и от ПК 35+50.0 до 36+50.0.

В соответствии с Приложением И, СП 11-105-97, Часть II, по типизации территорий по подтопляемости участки с выделенными пикетами можно отнести к району II-A2 (потенциально подтопляемые в результате экстремальных природных ситуаций (в многоводные годы, при катастрофических паводках).

Остальная часть проектируемой трассы и проектируемая площадка ГРП, в соответствии с Приложением И, СП 11-105-97, Часть II, по типизации территорий по подтопляемости относится к району III-A - неподтопляемые в силу геологических, гидрогеологических, топографических и других естественных причин.

Согласно таблице 5.1 СП 11-105-97 часть II участок изысканий по категории устойчивости территории относительно интенсивности образования карстовых провалов относится к VI категории.

13. Согласно СП 14.13330.2014 (Изменение 1), Таблица 1, грунты ИГЭ 1 и ИГЭ 3 и ИГЭ 4 относятся к II (второй) категории по сейсмическим свойствам и фоновой сейсмичности участка изысканий не изменяют. Грунты ИГЭ 2, согласно СП 14.13330.2014 (Изменение 1), Таблица 1 относятся к III (третьей) категории. Грунты ИГЭ 5, согласно СП 14.13330.2014 (Изменение 1), Таблица 1 относятся к I (первой) категории. Расчетная сейсмичность исследуемой территории составляет – 8 баллов.

14. Классификация грунтов по трудности разработки приведена согласно ГЭСН 81-02-Пр-2001 в таблице 8.1.
Таблица 8.1

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.	91ПР-ОК-ТКР-ПЗ						Лист
															13

№ (слоя) ИГЭ	Наименование грунта по ГОСТ 25100-2011	Группа грунта по трудности разработки ГЭСН81-02-Пр-2001
Слой П	Почвенно-растительный слой с дрсвой и щебнем известняка	п.9в
ИГЭ 1	Щебенистый грунт с включением глыб известняка, с твердым суглинистым заполнителем	п.14, п.16в*
ИГЭ 2	Галечниковый грунт с мягкопластичным суглинистым заполнителем, единичными включениями валунов	п.6в
ИГЭ 3	Глина, легкая, твердая, ненабухающая	п.8д
ИГЭ 4	Алеврит плотный, низкой прочности, размягчаемый	п.16
ИГЭ 5	Известняк, очень плотный, прочный, размягчаемый	п.16в

*Для грунтов ИГЭ 1 применяются 2 пункта разработки: «14» и «16 в», т.к. в грунтах ИГЭ 1 в геологическом разрезе в расчистках и обнажениях породы часто встречаются глыбы известняка размером от 30 до 150 сантиметров в поперечнике, которые были перемещены вниз по склону, образуя делювильно-коллювиальный шлейф (смотри акт полевого обследования). Опираясь на нормативную природную плотность известняков ИГЭ 5 (2,75 г/см³) и во избежание аварийных ситуаций со строительной техникой и аппаратурой, совместно с проектными подразделениями было принято решение присвоить грунтам ИГЭ 1 два пункта по трудности разработки, как по дресвяно-щебенистому грунту – п.14, так и по известняку – п.16в.

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

3.1 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 один слой и пять инженерно-геологических элементов (ИГЭ 1, ИГЭ 2, ИГЭ 3, ИГЭ 4 и ИГЭ 5).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
							14

Слой П – Почвенно-растительный слой с дресвой и щебнем, мощностью 0,1 – 0,5 м.

Слой П в отдельный инженерно-геологический элемент не выделялся, т.к. мощность слоя меньше глубины заложения проектируемого газопровода и фундамента проектируемой площадки ГРП.

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

Согласно ГОСТ 25100-2011 грунты ИГЭ 1 и ИГЭ 2 относятся к классу дисперсные, подклассу несвязные, типу осадочные, виду – минеральные, подвиду – крупнообломочные.

ИГЭ 1 – Щебенистый грунт с включением глыб известняка, с твердым суглинистым заполнителем. Мощность слоя 0,3 – 2,8 м.

ИГЭ 2 – Галечниковый грунт с мягкопластичным суглинистым заполнителем, единичными включениями валунов. Мощность слоя 2,1 – 2,8 м.

Согласно ГОСТ 25100-2011 грунты ИГЭ 3 относятся к классу дисперсные, подклассу связные, типу осадочные, виду – минеральные, подвиду – глинистые.

ИГЭ 3 – Глина, легкая, твердая, ненабухающая, Пройденная мощность слоя 0,5 – 4,8 м.

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

ИГЭ 4 – Алевролит плотный, низкой прочности, размягчаемый. Пройденная мощность слоя 3,1 – 3,4 м.

Согласно ГОСТ 25100-2011 грунты ИГЭ 5 относятся к классу скальные, типу – осадочные, виду – карбонатные, подвиду - известняки.

ИГЭ 5 – Известняк, очень плотный, прочный, размягчаемый. Пройденная мощность слоя 0,9 – 2,5 м.

Нормативные и расчетные значения показателей физико-механических свойств грунтов обоснованы результатами лабораторных исследований (Приложение Е) и их статистической обработки в соответствии с ГОСТ 20522-2012, методикой ДальНИИС и приведены в Таблице 4.1.1 и Приложении Д).

Согласно СП 22.13330.2011 расчетные значения выполнены при доверительных вероятностях $\alpha_1 = 0.95$, $\alpha_{II} = 0.85$.

Таблица 4.1.1 - Нормативные и расчетные значения физико-механических характеристик грунтов

	Номер ИГЭ				
	1	2	3	4	5

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
							15

Характеристика грунта	Щебенистый грунт включением глыб известняка, с твердым суглинистым заполнителем	Галечниковый грунт мягкопластичным суглинистым заполнителем, с единичными включениями валунов	Глина, легкая, твердая, ненабухающая	Алевролит плотный, низкой прочности, размягчаемый	Известняк светло- серый, очень плотный, прочный, местами до средней прочности, размягчаемы й
	Нормативные значения				
Влажность природная W, %	14,19	22,61	21,68		
Влажность на границе текучести W _L , %	32,37	28,35	41,42		
Влажность на границе раскатывания W _p , %.	18,03	16,57	22,10		
Число пластичности I _p , %	14,34	11,78	19,32		
Показатель текучести I _t , д.е.	-0,28	0,52	-0,02		
Плотность частиц грунта ρ _s , т/м ³			2,74		
Плотность грунта ρ, т/м ³			2,01	2,46	2,75
Плотность сухого грунта ρ _d , т/м ³			1,65	2,32	2,62
Коэффициент пористости e, д.е.			0,660		
Степень влажности S _r , д.е.			0,90		
Модуль деформации E ₀ , МПа	39,7*	19,9*	20,62		
Удельное сцепление C, кПа	32,2*	7,5*	45,5		
Угол внутреннего трения φ, град.	32*	31*	15		
Относительная деформация набухания без нагрузки, д.е.			0,036		
Предел прочности на одноосное сжатие R _c , МПа				6,0 (в сухом) 2,5(вводонас.)	80,1 (в сухом) 53(в водонас.)
Коэффициент размягчаемости, д.е.				0,42	0,68
Расчетные значения: по несущей способности (α = 0.95)					

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
------	--------	------	-------	---------	------

91ПР-ОК-ТКР-ПЗ

Лист

16

Удельное сцепление C_1 , кПа	21,5	5,0	38,6		
Угол внутреннего трения ϕ_1 , град.	28	27	13		
Удельный вес γ_1 , кН/м ³			20,0	27,1	27,1
по деформациям ($\alpha = 0.85$)					
Удельное сцепление C_{II} , кПа	32,2	7,5	41,3		
Угол внутреннего трения ϕ_{II} , град.	32	31	14		
Удельный вес γ_{II} , кН/м ³			20,1	27,3	27,3

Нормативные значения со звездочкой (*) рассчитаны по методике ДальНИИС.

Согласно СП 14.13330.2014 (Изменение 1), Таблица 1, грунты ИГЭ 1 и ИГЭ 3 и ИГЭ 4 относятся к II (второй) категории по сейсмическим свойствам и фоновой сейсмичности участка изысканий не изменяют. Грунты ИГЭ 2, согласно СП 14.13330.2014 (Изменение 1), Таблица 1 относятся к III (третьей) категории. Грунты ИГЭ 5, согласно СП 14.13330.2014 (Изменение 1), Таблица 1 относятся к I (первой) категории.

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

Согласно гидрогеологическому районированию Крымского полуострова участок изысканий принадлежит Провинции Г – складчатая система (мегантиклинорий) Горного Крыма, области Западно-Крымского синклинория (Гидрогеология СССР, Том VIII, Крым).

Западно-Крымский синклинорий сложен водоупорными породами таврической серии и средней юры, обводненными закарстованными известняками верхней юры и водоупорными породами нижнего мела.

В Области Западно-Крымского синклинория выделяют 4 гидрогеологических района.

Участок изысканий относится к району № 2 – площадь распространения трещинно-карстовых вод.

В описываемом гидрогеологическом районе выделяют только верхнеюрский водоносный горизонт.

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

						91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата		17

На период изысканий подземные воды вскрыты скважинами № 1, 2, 3, 4, 5 и 31, 32, 33, 34, 35. Установившийся уровень подземных вод на момент изысканий составил 0,70 – 2,80 м.

Вскрытые подземные воды по условиям залегания относятся к типу «верховодка» и единого водоносного горизонта не образуют. Подземные воды приурочены преимущественно к пойменной части реки Узунджа и ко дну Байдарской котловины. Водоупором для «верховодки» служат нижнемеловые глины ИГЭ 3. Согласно опроса местных жителей, «верховодка» образуется во влажный период года (сентябрь – май) и при обильном и продолжительном выпадении осадков.

Разгрузка «верховодки» осуществляется в дренажные канавы, которые прорыты по северо-западной окраине села Колхозное для отвода поверхностной и подземной воды. Далее ненаправленным (веерным) стоком вода дренируется в реку Узунджа.

Водовмещающими слоями для подземных вод служат грунты ИГЭ 1 и ИГЭ 2.

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

Для определения химического состава подземных вод согласно п. 6.3.19 СП 47.13330.2012, из скважины № 1 (с глубины 1,50 м, 2,00 м и 2,50 м), из скважины № 32 (с глубины 2,50 м) и скважины 33 (с глубины 1,20 и 2,20 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.

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

По своему составу подземные воды гидрокарбонатно-сульфатные кальциево-натриевые, пресные, жёсткие.

В соответствии с таблицей В.3 СП 28.13330.2012 подземные воды 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, W6, W8, W10-12.

В соответствии с таблицей В.4 СП 28.13330.2012 подземные воды не обладают 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 3,0 до 6,0 мг-экв/дм³.

В соответствии с таблицей В.5 СП 28.13330.2012 подземные воды неагрессивны для сооружений, расположенных в грунтах с Kf свыше 0,1 м/сут, в открытом водоеме и для напорных

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инав. № подл.	91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
										18

сооружений при содержании ионов SO_4^{2-} мг/дм³, на бетоны марок по водопроницаемости W10-14, W16-20.

Согласно таблице Г.2 СП 28.13330.2012 подземные воды неагрессивны по содержанию хлоридов к арматуре железобетонных конструкций из бетон марки по водопроницаемости не менее W6 при постоянном погружении и при периодическом смачивании.

В соответствии с таблицей Х.5 СП 28.13330.2012 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.

5 Сведения о категории и классе линейного объекта

5.1 Сведения о категории линейного объекта

По рабочему давлению транспортируемого газа проектируемые газопроводы подразделяются:

- Межпоселковый газопровод высокого давления ГЗ от проектируемого газопровода высокого давления II категории проектируемого в рамках газификации сел Байдарской долины и ЮБК, 4-я очередь строительства к проектируемому ГРПШ с. Колхозное - газопровод высокого давления, категория II.

Рабочее давление составляет $0,3 \text{ МПа} \leq P \leq 0,6 \text{ МПа}$.

5.2 Сведения о классе линейного объекта

В соответствии с приложением 2 пункт 2 и 11, 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 II класс опасности.

5.3 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 – повышенный.

6 Сведения о проектной мощности линейного объекта

6.1 Характеристика объекта строительства

Настоящим разделом выполнено проектирование:

- Межпоселкового газопровода высокого давления ГЗ от проектируемого газопровода высокого давления II категории проектируемого в рамках газификации сел

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

91ПР-ОК-ТКР-ПЗ

Лист

19

Байдарской долины и ЮБК, 4-я очередь строительства, к проектируемому ГРПШ с. Колхозное.

Проектируемая система газоснабжения предназначена для подачи природного газа коммунально-бытовым потребителям и населению с. Колхозное, Орлиновский муниципальный округ, г. Севастополь, РФ.

6.2 Сведения о проектной мощности

В соответствии с техническими условиями на подключение (технологическое присоединение) объекта капитального строительства к сети газораспределения, выданные ПАО «Севастопольгаз» №12-087 от 28.08.2017г., проектом предусмотрено подключение к проектируемому газопроводу высокого давления II категории, проектируемого в рамках газификации сел Байдарской долины и ЮБК, 4-я очередь строительства.

Расчетное давление в точке подключения - 0,6МПа.

Фактическое давление в точке подключения согласно гидравлического расчета – 0,363МПа.

Газопотребление – 40,0 м³/час.

Схему трасс газопровода высокого давления см. чертеж 91ПР-ОК-ТКР л.1.

7 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

7.1 Технологические и технические устройства по трассам распределительного газопровода

7.1.1 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 межпоселковом газопроводе высокого давления в начале трассы в месте подключения и в конце трасс, на проектируемой площадке ГРПШ с. Колхозное для возможности выполнения аварийных и ремонтных работ.

Отключающие устройства на наружных сетях газоснабжения предусмотрены надземной установки.

Для защиты от доступа посторонних лиц к надземным запорным устройствам предусмотрены защитные металлические шкафчики (см. графическую часть данного тома).

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
							20

Для защиты от доступа посторонних лиц проектом предусмотрены ограждения площадок ГРПШ (91ПР-ОК-ИЛО-КР).

Герметичность трубопроводной запорной и регулирующей арматуры, устанавливаемой на газопроводах с природным газом, выбрана класса «А» по ГОСТ Р 54808-2011.

Примененная арматура имеет сертификаты соответствия и разрешения РОСТЕХНАДЗОРа.

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

7.1.2 Обозначение и привязка наружных газопроводов

Проектируемые трассы подземных газопроводов обозначены при помощи:

- Оповестительных знаков;
- Сигнальной ленты;
- Медного провода.

Оповестительными знаками обозначены все характерные точки газопровода (места поворота, тройники).

На оповестительных указывают информацию 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 23 июня 2011 г.):

- информация о диаметре газопровода, давлении газа в нем,
- информация о глубине залегания газопровода,
- информация о материале труб,
- информация о расстоянии до газопровода,
- информация о телефонных номерах аварийно-спасательной службы организации, эксплуатирующей этот участок газопровода, и другие сведения.

Полиэтиленовые газопроводы обозначены сигнальной лентой желтого цвета шириной не менее 0,2м с несмываемой надписью «Огнеопасно - Газ», уложенной на расстоянии $(0,2\pm 0,1)$ м от верха присыпанного 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 $4,0\text{мм}^2$ с двойной изоляцией. В местах вывода провода на поверхность земли предусмотрен ковер.

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

						91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
							21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		

7.1.3 Дополнительные сооружения на газопроводах в особых условиях

В сейсмическом отношении исследуемая территория относится к восьмибалльной зоне.

При проектировании подземных газопроводов предусмотрена установка контрольных трубок:

- на углах поворота 90°, 45°;
- в местах пересечения с подземными коммуникациями.

Для защиты от механических повреждений контрольных трубок предусмотрены коверы, которые устанавливаются на бетонные железобетонные подушки, располагаемые на основании, обеспечивающем их устойчивость.

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 (ковера).

Диаметр контрольной трубки принят 57 мм.

На надземном газопроводе высокого давления для компенсации линейного расширения газопровода предусмотрено устройство компенсатора между двумя неподвижными опорами. Величина вылета компенсатора принята не менее 1,0 м.

7.1.4 Прокладка газопровода на обводненных участках

Для обеспечения проектного положения газопроводов на периодически обводняемых участках 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.

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

						91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		22

7.1.5 Пересечение газопроводом существующих дорог

В местах пересечения с грунтовыми лесными дорогами проектируемый подводящий газопровод высокого давления проложен надземно на опорах высотой не менее 2,5 м до низа трубы.

Пересечения уличных дорог предусмотрено открытым способом подземно без устройства защитного футляра на глубине не менее 1,0 м до верха трубы.

Пересечения выполнены под углом 90 градусов.

7.1.6 Пересечение газопроводом реки Узунджа

Переход газопроводом высокого давления реки предусмотрен надземным способом на отдельно стоящих опорах.

Пересечение газопроводом р. Узунджа предусмотрено:

- по трассе газопровода высокого давления ГЗ на ПК 31+84,5.

Прокладка газопровода предусмотрена по конструкциям из стальных прокатных профилей.

7.1.7 Конструктивные решения по надземному газопроводу

Опоры под газопровод выполняются из некондиционных труб, устанавливаются в сверленные скважины с последующей заделкой бетоном классов В10, марка бетона по морозостойкости F100, по водонепроницаемости – W8.

В местах прохождения надземного газопровода под ЛЭП для его защиты, в случае обрыва проводов, предусмотрено ограждения над газопроводом из металлических панелей уложенных на металлические трубы по стальным швеллерам.

Переход через реку для прокладки газопровода предусмотрен из пространственной стальной фермы, стальных двухветвевых опор и монолитных железобетонных фундаментов.

Ферма представляет собой легкую несущую решетчатую конструкцию длиной 16,4 м. Решетки фермы запроектированы из одиночных уголковых профилей и обеспечивают в процессе монтажа и эксплуатации устойчивость и пространственную неизменяемость конструкции.

Плоские опоры разработаны в виде стальных конструкций с ветвями из стальных труб Ø159x5 и плоскостной устойчивой решетки из прокатных уголков. Решетка, связывает ветви опоры, обеспечивает их совместную работу и определяет общую устойчивость опоры.

Каждая опора заканчивается опорным листом для шарнирного крепления фермы, внизу - опорной плитой образующей базу опоры. Крепление фермы к опорам выполнить на болтах М30 ГОСТ 22353-77* L=130 мм.

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

						91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		23

Жесткость конструкции перехода обеспечивается жестким анкерным креплением баз опор к железобетонным фундаментам.

Фундаменты предусмотрены из монолитного бетона, армированного сварными сетками, с установкой анкерных болтов для крепления опор. Бетон класса В15, F100, W8.

Поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, необходимо покрыть горячим битумом за два раза.

Вокруг фундаментов под опоры предусмотрена отмостка из бетона по щебеночной подготовке.

Боковые поверхности фундамента, соприкасающиеся с грунтом, окрасить горячим битумом за два раза.

Сварку металлоконструкций производить по ГОСТ 5264-80 электродами Э-42А по ГОСТ 9467-75*. Высоту шва принять по наименьшей толщине свариваемых деталей, длину - по контуру прилегания деталей.

Металлоконструкции и закладные детали необходимо окрасить эмалью ПФ-133 по грунту ГФ-0119 за два раза.

8 Перечень мероприятий по энергосбережению

Мероприятия по энергосбережению приняты в соответствии с требованиями следующих документов:

- Федеральный Закон «Об энергосбережении» №28-ФЗ от 03.04.1996г.;
- Энергетическая стратегия России на период до 2030 г.» (Распоряжение Правительства России №1715-р от 13.11.2009 г.);
- Указ Президента Российской Федерации от 04.06.2008 г. №889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики».

Проектом предусмотрен выбор оптимального диаметра газопровода высокого давления, применение запорной арматуры с ручным приводом, что способствует энергосбережению данного объекта

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

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

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

						91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист 24
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		

Контроль качества сварных стыков в условиях строительного производства определяется экспресс-методами с использованием испытательного оборудования (разрывных машин, приборов УЗК – эхоимпульсные дефектоскопы, ультразвуковые).

9 Обоснование количества и типов оборудования, используемых в процессе строительства линейного объекта

Запорная арматура в проекте взята в объеме, который позволит отключать отдельные участки газопровода для обеспечения локализации и ликвидации аварий, проведения ремонтных и аварийно-восстановительных работ.

На проектируемых сетях высокого давления проектом предусмотрена установка отключающих устройств (запорной арматуры) в надземном и подземном исполнении.

Общее количество запорной арматуры, предусмотренной на трассе газопровода высокого давления – 1 шт:

- В надземном исполнении – 1 шт.

Тип запорных устройств в проекте принят следующий:

- Кран шаровой фланцевый PN1,6 МПа (в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежом) КШ.Ц.Ф.GAS.016.П/П.02 (ООО "ЧелябинскСпец-ГражданСтрой" г. Челябинск).

Герметичность трубопроводной запорной и регулирующей арматуры, устанавливаемой на газопроводах с природным газом, выбрана класса «А» по ГОСТ Р 54808-2011.

Управление шаровыми кранами принято ручное.

Примененная арматура имеет сертификаты соответствия и разрешения РОСТЕХНАДЗОРа.

Схему трасс газопровода высокого давления см. чертеж 91ПР-ОК-ТКР л.1.

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

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

Для локализации последствий аварии предусмотрены отключающие устройства.

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

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

							91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
								25
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			

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

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

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

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

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

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

При определении потребности строительства в рабочих кадрах, учитываются выявленные объёмы и стоимость строительно-монтажных работ, нормативная трудоемкость и продолжительность строительства (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

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

							91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			26

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.

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

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

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

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

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

На территории объекта использование технологического оборудования с системой автоматического регулирования, блокировок, не предусматривается.

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

							91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			27

13 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащённость

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

Во время эксплуатации газового хозяйства необходимо организовать контроль за исправным состоянием газовых сетей и газового оборудования, инструмента, приспособлений, а также за наличием предохранительных устройств и индивидуальных средств, обеспечивающих безопасные условия труда.

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

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

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

В соответствии с требованиями Федерального Закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана заключить договор страхования риска ответственности за причинение вреда жизни, здоровью или имуществу других лиц и окружающей природной среды в случае аварии на опасном производственном объекте.

Согласно с "Правилами безопасности сетей газораспределения и газопотребления" в каждой организации из числа руководителей или специалистов, прошедших аттестацию, назначаются лица, ответственные за безопасную эксплуатацию опасных производственных объектов систем газоснабжения в целом и за каждый участок (объект) в целом.

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

- участие в рассмотрении проектов газоснабжения и в работе комиссий по приемке газифицируемых объектов в эксплуатации;

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

						91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		

- разработка инструкций, плана локализации и ликвидации аварийных ситуаций, планов взаимодействий;
- участие в комиссиях по аттестации персонала в области промышленной безопасности;
- проверка соблюдения установленного Правилами порядка допуска специалистов и рабочих к самостоятельной работе;
- осуществление производственного контроля за соблюдением требований безаварийной и безопасной эксплуатации опасного производственного объекта, выполнением планов ремонта газопроводов и газового оборудования, проверкой правильного ведения технической документации при эксплуатации и ремонте;
- недопущение ввода в эксплуатацию газоиспользующих установок, не отвечающих требованиям настоящих Правил;
- приостановка работы неисправных газопроводов и газового оборудования, а также введенных в работу и не принятых в установленном порядке;
- выдача руководителям подразделений, начальнику газовой службы предписаний по устранению нарушений требований настоящих Правил и контроль за их выполнением;
- контроль и оказание помощи ответственным лицам за эксплуатацию опасных производственных объектов газопотребления, разработку мероприятий и планов по замене и модернизации газового оборудования;
- организация и проведение тренировок со специалистами и рабочими по ликвидации возможных аварийных ситуаций;
- участие в обследованиях, проводимых органами Ростехнадзора России.

Перечень оснащения организации ремонтного хозяйства материально-техническими средствами:

- Приборы:
 - Газоанализатор для метана.
- Инструмент:
 - ключи гаечные (двухсторонние, торцевые, разводные), ключи трубные № 1, 2, 3;
 - молоток слесарный (стальной и омедненный), кувалда из цветного металла;
 - напильники, зубило, отвертки, пассатижи, щетки стальные;
 - рулетка длиной 10-20 м;
 - станок ножовочный с полотнами;
 - лопаты, кирки, топор, пила по дереву;
 - тиски слесарные, труборез;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

91ПР-ОК-ТКР-ПЗ

Лист

29

- 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;
 - бандажы для труб диаметром 50-700 мм;
 - резиновые шланги диаметром 8-25 мм;
 - домкрат;
 - спецодежда противогазы шланговые;
 - средства и медикаменты первой доврачебной помощи.
- Материалы:
 - запас труб, запорной арматуры, компрессоров разных диаметров;
 - фитинги, сгоны, заглушки, болты, гайки, шпильки, пробки металлические с резьбой;
 - пробки конические деревянные и резиновые;
 - сальниковые и уплотнительные материалы;
 - смазка;
 - палатка от атмосферных осадков;
 - запасные части к бытовым газовым приборам;
 - шунтирующие перемычки.

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

Согласно СП 11-105-97, Часть III, грунты слоя П относятся к специфическим.

Слой П– Почвенно-растительный слой, местами с дресвой и щебнем, мощностью 0,2 – 0,3

м.

Слой почвы отнесен к специфическим в силу своего элювиального генезиса.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

91ПР-ОК-ТКР-ПЗ

Почвенный слой в отдельный инженерно-геологический элемент не выделялся, т.к. мощность слоя меньше глубины заложения проектируемого газопровода и фундамента проектируемой площадки ГРП.

В соответствии с картой ОСР-2015 - А Республики Крым сейсмичность района изысканий - 8 баллов. Согласно СП 14.13330.2015, Таблица 1 грунты ИГЭ I относятся ко II (второй) категории по сейсмическим свойствам, а грунты ИГЭ II и ИГЭ III к I (первой) категории.

Для уменьшения напряжений, возникающих при заземлении газопровода в грунте, в проекте предусмотрено устройство основания толщиной не менее 10 см (над выступающими неровностями основания) и засыпка газопровода на высоту не менее 20 см над верхней образующей трубы из песка.

В сейсмическом отношении территория проектирования относится к восьмибальной зоне (особые условия). Коэффициент запаса прочности полиэтиленовых труб принят 3,2. В соответствии с требованиями СП62.13330.2011 и ГОСТ Р 55473-2013 (табл.1 «Максимально допустимые значения SDR ...») в особых условиях для подземной прокладки приняты полиэтиленовые трубы ПЭ100 ГАЗ SDR 11 по ГОСТ Р 50838-2009.

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 1,0 м до верха газопровода.

Надземный стальной газопровод высокого давления укладывается на отдельно стоящих опорах, минимальная высота прокладки принята 0,5 м до низа трубы.

При пересечении газопроводом высокого давления грунтового лесного проезда устраивается переход высотой не менее 2,5 м до низа трубы. В местах установки запорной арматуры газопровод высокого давления укладывается на опоры высотой 1,5м до низа трубы.

Для обеспечения проектного положения газопроводов на периодически обводняемых участках 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 $\rho_h=20,0кН/м^3$.

При проектировании подземных газопроводов предусмотрена установка контрольных трубок:

- на углах поворота 90°, 45°;
- в местах пересечения с подземными коммуникациями.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
							31

15 Технология процесса транспортирования продукта

Система газоснабжения газом принята двухступенчатая с подачей газа потребителям по газопроводам двух давлений – высокого II категории и низкого.

Проектируемая система транспортирования и распределения газа представляет следующий комплекс сооружений:

- Источник газоснабжения – проектируемый газопровод высокого давления II категории, проектируемый в рамках газификации сел Байдарской долины и ЮБК, 4-я очередь строительства;
- Межпоселковый газопровод высокого давления (0,6МПа) к проектируемой площадке ГРПШ с. Колхозное;
- Площадка газорегуляторного пункта шкафного типа (ГРПШ) в количестве 1 шт., расположенной на окраине с. Колхозное.

Строительство системы газоснабжения предусмотрено в одну очередь.

В комплекс строительства входит:

- Межпоселковый газопровод высокого давления;
- Площадка ГРПШ с. Колхозное в количестве 1шт.;
- Конструктивные решения по проектируемому газопроводу (опоры-стойки под газопровод высокого давления);
- Конструктивные решения по проектируемым площадкам (ограждения площадок, фундаменты под шкафные ГРПШ, опоры-стойки, фундамент под молниеотводы);
- Молниезащита и заземление ГРПШ.

16 Характеристика параметров трубопровода

Началом трассы газопровода высокого давления является подключение к проектируемому газопроводу высокого давления II категории, проектируемого в рамках газификации сел Байдарской долины и ЮБК, 4-я очередь строительства. От места подключения проектируемая трасса высокого давления следует в направлении села Колхозное, пересекая подземные и надземные коммуникации и естественные преграды. На своем маршруте трасса пересекает реку Узунджа, линии электропередач, кабель связи. Конец трассы газопровода высокого давления - выход газопровода из земли на проектируемой площадке ГРПШ с. Колхозное.

Полиэтиленовый газопровод укладывается на глубину не менее 1,0 м до верха трубы, при прокладке под проезжими частями дорог, глубина прокладки принята не менее 1,0 м до верха газопровода.

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

							91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
								32
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			

Надземный стальной газопровод высокого давления укладывается на отдельно стоящих опорах, минимальная высота прокладки принята 0,5 м до низа трубы.

При пересечении газопроводом высокого давления грунтовой лесной дороги устраивается переход высотой не менее 2,5 м до низа трубы. В местах установки запорной арматуры газопровод высокого давления укладывается на опоры высотой 1,5 м до низа трубы.

Расчетное давление в точке подключения - 0,6 МПа.

Фактическое давление в точке подключения согласно гидравлического расчета – 0,363 МПа.

Газопотребление – 40,0 м³/час.

Схему трасс газопровода высокого давления см. чертеж 91ПР-ОК-ТКР л.1.

Наружные газопроводы высокого давления запроектированы:

- для подземной прокладки из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR 11 по ГОСТ Р 50838-2009. Коэффициент запаса прочности принят 3,2;
- для надземной прокладки из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 (сталь В10 ГОСТ 10705-80*).

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

Расчетный срок службы газопроводов принимается: из полиэтиленовых труб - 50 лет, из стальных труб – 40 лет.

Общая протяженность труб газопровода высокого давления с учетом удлинения составляет 3888,6 м в т.ч.:

Подземный газопровод – 1203,4 м в т.ч.:

- Труба ПЭ100 ГАЗ SDR11 110х10,0 – 1203,4 м.

Надземный газопровод – 2685,2 м в т.ч.:

- Ø108х4,5 – 2685,2 м.

17 Обоснование диаметра трубопровода

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

В соответствии с техническими условиями на подключение (технологическое присоединение) объекта капитального строительства к сети газораспределения, выданные ПАО «Севастопольгаз» №12-087 от 28.08.2017г., проектом предусмотрено подключение к

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									33
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	91ПР-ОК-ТКР-ПЗ			

проектируемому газопроводу высокого давления II категории, проектируемого в рамках газификации сел Байдарской долины и ЮБК, 4-я очередь строительства.

Расчетное давление в точке подключения - 0,6МПа.

Фактическое давление в точке подключения согласно гидравлического расчета – 0,363МПа.

Газопотребление – 40,0 м³/час.

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

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

При выполнении расчета газопотребления и гидравлического расчета были учтены все частные домовладения и объекты соцкультбыта, расположенные на территории с. Колхозное.

Гидравлический расчет газопровода высокого давления выполнен вручную по заданному необходимому количеству газа, начальному давлению и протяженности трасс газопровода, с оптимальным распределением расчетной потери давления между участками сети. Выполненный гидравлический расчет представлен в графической части данного тома.

18 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении

По рабочему давлению транспортируемого газа проектируемые газопроводы подразделяются:

- Межпоселковый газопровод высокого давления ГЗ от проектируемого газопровода высокого давления II категории проектируемого в рамках газификации сел Байдарской долины и ЮБК, 4-я очередь строительства к проектируемому ГРПШ с. Колхозное - газопровод высокого давления, категория II.

Рабочее давление составляет $0,3\text{МПа} \leq P \leq 0,6\text{МПа}$.

19 Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации

Толщина стенки полиэтиленовой трубы характеризуется стандартным размерным отношением номинального наружного диаметра к номинальной толщине стенки (SDR), которое

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	91ПР-ОК-ТКР-ПЗ

определено в зависимости от давления в газопроводе, марки полиэтилена и коэффициента запаса прочности. Для строительства газопроводов применяются полиэтиленовые трубы, изготовленные в соответствии с нормативными документами и ГОСТ Р 50838-2009.

Согласно СП 36.13330.2012 толщину стенки стальных труб следует принимать не менее 1/100 DN.

При этом толщина стенки труб должна быть не менее:

- для труб номинальным диаметром DN 200 и менее - 3 мм;
- для труб номинальным диаметром более DN 200 - 4 мм.

Толщина стенки должна удовлетворять условию, чтобы величина давления, определяемого по п. 17.2.14 СП 36.13330.2012, была не менее величины рабочего (нормативного) давления.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения, предусмотренного действующими стандартами на трубную продукцию. При этом минусовый допуск на толщину стенки труб не учитывается.

В сейсмическом отношении территория проектирования относится к восьмибальной зоне (особые условия). Коэффициент запаса прочности полиэтиленовых труб принят 3,2. В соответствии с требованиями СП62.13330.2011 и ГОСТ Р 55473-2013 (табл.1 «Максимально допустимые значения SDR ...») в особых условиях для подземной прокладки приняты полиэтиленовые трубы ПЭ100 ГАЗ SDR 11 по ГОСТ Р 50838-2009.

Трубы и соединительные детали выбраны в соответствии с нормативной документацией, утвержденной в установленном порядке. При проектировании и строительстве газопроводов, как правило, должны использоваться трубы и соединительные детали, имеющие одинаковое значение показателей SDR и MRS.

20 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов

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 межпоселковом газопроводе высокого давления в начале трассы в месте подключения и в конце трасс, на проектируемой площадке ГРПШ с. Колхозное для возможности выполнения аварийных и ремонтных работ.

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

							91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			35

Отключающие устройства на наружных сетях газоснабжения предусмотрены надземной установки.

Для защиты от доступа посторонних лиц к надземным запорным устройствам предусмотрены защитные металлические шкафчики (см. графическую часть данного тома).

Для защиты от доступа посторонних лиц проектом предусмотрены ограждения площадок ГРПШ (91ПР-ОК-ИЛО-КР).

Герметичность трубопроводной запорной и регулирующей арматуры, устанавливаемой на газопроводах с природным газом, выбрана класса «А» по ГОСТ Р 54808-2011.

Примененная арматура имеет сертификаты соответствия и разрешения РОСТЕХНАДЗОРа.

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

21 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них

Резервная пропускная способность и резервное оборудование не требуется.

Выбор маршрута проектируемого газопровода высокого давления на местности выполнен с соблюдением следующих критерий:

- Протяженности маршрута, исходя из наличия географически закрепленного источника газа и потребителей газа;
- Топографических и геологических условий местности;
- Требований сейсмологических, почвенных исследований – соответствия техническому заданию;
- Условиям и требованиям государственных организаций и местных исполнительных органов;
- Максимальным обходом опасных зон;
- Требований нормативных документов РФ.

Вариант трассы газопровода выбран в соответствии с проектом планировки территории и ТУ заинтересованных организаций. Трасса газопровода выбрана:

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

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

						91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
							36
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		

22 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования

Количество оборудования по трассе газопровода высокого давления обусловлено местами их установки согласно требований нормативных документов.

Качество оборудования должно отвечать требованиям безопасности и обеспечивать бесперебойную работу газопровода на все время эксплуатации.

Основное оборудование по трассе газопровода – запорная арматура Ду100.

В проекте предусмотрена установка стальной шаровой запорной арматуры, соединение фланцевое.

Герметичность трубопроводной запорной и регулирующей арматуры, устанавливаемой на газопроводах с природным газом, выбрана класса «А» по ГОСТ Р 54808-2011.

Примененная арматура имеет сертификаты соответствия и разрешения РОСТЕХНАДЗОРа.

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

23 Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды

Газопровод высокого давления не имеет в своем составе электрофицированное оборудование.

Проектируемая площадка ГРПШ имеет автономный источник электроэнергии в виде солнечной панели.

24 Мероприятия по защите трубопроводов от снижения температуры продукта ниже допустимой

Защита газопроводов от снижения температуры продукта перекачки проектом предусмотрена подземным способом прокладки и глубиной заложения ниже глубины промерзания почвы.

25 Описание системы диагностики состояния газопровода высокого давления

Обеспечение эксплуатационной надёжности ЛЧ газопровода высокого давления достигается комплексом организационных и технических мероприятий, направленных на

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
							37

поддержание работоспособного состояния ЛЧ газопровода и реализуемых в рамках централизованной системы диагностического обслуживания ЛЧ газопровода.

В эксплуатационной организации работы по техническому диагностированию ЛЧ возлагают на ПОЭ, который организует их выполнение в соответствии с нормативными документами.

Техническое диагностирование газопровода должно осуществляться на протяжении всего жизненного цикла до вывода объекта из эксплуатации (за исключением периода ликвидации). В течение первого года эксплуатации вновь построенного газопровода эксплуатационная организация должна организовать проведение внутритрубного диагностирования с целью определения пространственного положения газопровода, выявления строительных дефектов для последующего их устранения в рамках гарантийных обязательств.

Основными задачами ПОЭ в области контроля и диагностирования технического состояния ЛЧ являются:

- планирование диагностических работ;
- организация подготовки ЛЧ к проведению диагностических работ;
- контроль за выполнением диагностических работ;
- анализ технического состояния ЛЧ и разработка предложений по ремонту и реконструкции по результатам диагностических обследований.

Для контроля технического состояния ЛЧ газопровода применяют следующие основные способы диагностирования:

- наземные обследования с применением транспортных средств, пеших обходов, экскавации газопроводов (шурфование), специальных обследований;
- обследование газопроводов с применением летательных и космических аппаратов, в том числе спутниковых систем;
- приборное и водолазное обследование подводных переходов;
- обследование газопроводов с приложением контрольных нагрузок.

В качестве основных методов неразрушающего контроля используют:

- акустические, магнитные, оптические;
- электромагнитные, электрометрические;
- радиографические, тензометрические;
- аэрокосмические, геодезические;
- радиолокационные с применением георадаров;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

Работы по техническому диагностированию ЛЧ проводят на основании плана проведения диагностирования газопроводов.

При составлении проектов планов технического диагностирования ЛЧ и установлении сроков ее проведения, периодичности и объемов эксплуатационной организацией учитывают:

- категорию газопровода;
- срок эксплуатации газопровода;
- конструкционные особенности газопровода;
- наличие нарушений охранных зон прохождения газопровода;
- особенности района расположения газопровода;
- наличие участков газопровода, относящихся к потенциально-опасным и особо ответственным и сложным для диагностирования.

В ходе обследований ЛЧ газопровода-отвода эксплуатационная организация и Специализированные организации могут проводить:

- выявление свищей и утечек газа;
- выявление коррозионных и эрозионных повреждений, трещин и других дефектов металла (для надземного газопровода);
- определение состояния защитного покрытия;
- измерение механических напряжений металла, выявление перемещений и деформаций участков газопроводов;
- оценку технического состояния подводных переходов;
- определение глубины заложения подземных газопроводов;
- оценку гидравлической эффективности, определение местных гидравлических сопротивлений;
- визуальную, инструментальную и приборную оценку состояния металла и защитного покрытия в шурфах и местах выхода газопровода из грунта.

Результаты обследований оформляют документами (актами, заключениями, протоколами или др.), оригиналы которых хранят в Филиале эксплуатационной организации у лица, ответственного за безопасную эксплуатацию объекта, копии направляют в ПОЭ эксплуатационной организации и в электронную базу данных о техническом состоянии объекта.

Обследования выполняют с применением технических средств, оборудования и по технологиям, прошедшим аттестацию и разрешённым к применению.

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

							91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
								39
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			

По результатам обследований в зависимости от технического состояния объекта газопровода эксплуатационная организация принимает решение о режиме его эксплуатации, необходимости проведения, сроках и объемах ремонтных работ.

Работники эксплуатационной организации, привлекаемые к диагностированию ЛЧ, проходят внеочередной инструктаж по технике безопасности с обязательным рассмотрением особенностей конкретного участка газопровода.

26 Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению

Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению выполнено в составе раздела ООС.

27 Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями

Классификация токсичности отходов, места и способы их захоронения выполнены в составе раздела ООС.

28 Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)

Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов выполнено в составе раздела ООС.

29 Оценка возможных аварийных ситуаций

Основными причинами аварий на газопроводе может быть заводской брак труб, арматуры и других деталей; брак строительно-монтажных работ (в основном соединений), износ трубопровода (наружная коррозия).

Аварии можно распределить по следующим группам:

- механические повреждения газопровода при производстве земляных работ;
- повреждения трубопроводов, вызванные потерей прочности сварных стыков;
- повреждение трубопроводов в результате природных явлений;
- внешнее воздействие - умышленные действия третьих лиц.

Большинство аварий и несчастных случаев имеют организационные причины:

Взам. инв. №		Подпись и дата		Инв. № подл.		91ПР-ОК-ТКР-ПЗ						Лист
												Изм.

- производство работ в охранной зоне трубопроводов без вызова представителя эксплуатирующей организации;
- низкая проработка планов производства работ;
- нарушения производственной и технологической дисциплины, производственных инструкций персоналом;
- отсутствие практических навыков или халатность при производстве работ.

Механические повреждения трубопроводов в основном происходят при производстве земляных работ. Причины аварий - невыполнение требований «Правил охраны магистральных трубопроводов» и нарушение порядка производства земляных работ.

Для исключения возможности повреждения трубопроводов, для обеспечения их сохранности, создания нормальных условий эксплуатации и предотвращения аварий и несчастных случаев устанавливаются охранные зоны вдоль трасс трубопроводов в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

Для предотвращения аварийных ситуаций на газопроводе необходима полная герметичность арматуры, осушка трубопровода перед закачкой продукта.

Трассу газопровода в пределах 3м от оси в каждую сторону необходимо периодически расчищать от кустарников, древесной растительности и содержать в безопасном противопожарном состоянии (ширина расчистки составляет 6 м).

30 Сведения об опасных участках на газопроводах

Потенциально опасными участками на трассе газопроводов являются:

- пересечения трубопроводов;
- участки прохождения трассы в стесненных условиях;
- переходы под автомобильными и железными дорогами;
- криволинейные участки;
- участки подключения в существующий газопровод и подключение к проектируемой ГРПШ;
- крановые узлы.

31 Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий

В случае возникновения аварии на трубопроводе подразделение, эксплуатирующее аварийный участок трубопровода, приступает безотлагательно к ее ликвидации.

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

							91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			41

Для организации работ по локализации аварий, инцидентов и ликвидации их последствий разрабатывают и утверждают план ликвидации возможных аварий (ПЛА). План разрабатывается в установленном действующей НТД порядке для закрепленного за ЛЭС участком трассы, издают приказ на проведение аварийно-восстановительных работ.

План ликвидации возможных аварий разрабатывается комиссией из специалистов, назначенных приказом по ЭО, в составе: начальника отдела эксплуатации, старшего диспетчера, главного механика, главного энергетика, инженера по охране труда, начальника пожарной части, подписывается членами комиссии и утверждается главным инженером производственного отделения. Планы должны ежегодно пересматриваться и находиться у главного инженера ПО, диспетчера ПО, начальника аварийно-восстановительной бригады. У сменного оператора ЛЭС и начальника караула ведомственной охраны должны находиться выписки из разделов плана, касающихся этих служб. Изменения и дополнения в ПЛА вносят в установленном порядке при изменении технологии, условий работы. При пересмотре планов должны учитываться выявленные недостатки, изменения в оснащении аварийно-восстановочных бригад, анализ происшедших аварий и опыт их ликвидации на данном или аналогичном трубопроводе.

ПЛА в количестве пяти экземпляров утверждает главный инженер (технический руководитель) ЭО при наличии актов проверки:

- состояния систем контроля технологического процесса;
- наличия и исправности средств для спасения людей, противопожарного оборудования и технических средств для ликвидации аварий в их начальной стадии;
- исправности аварийной сигнализации, связи, аварийного освещения.

План ликвидации аварий (ПЛА) составляют на каждый объект.

Аварийно-восстановительная бригада должна действовать согласно плану ликвидации аварий (ПЛА).

Производственный персонал филиалов ЭО, выполняющий осмотр или обслуживание инженерных коммуникаций и объектов, находящихся в районе прохождения трубопровода, а также граждане, обнаружившие повреждение трубопровода или выход (утечку) транспортируемой продукции, обязаны немедленно сообщить об этом диспетчерской или аварийной службе производственного подразделения, эксплуатирующего трубопровод, предприятиям-владельцам этих объектов, а также соответствующим органам власти и управления.

Персонал Филиалов ЭО при авариях и инцидентах на объектах обязан:

- выполнить действия согласно ПЛА;

Ив. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			91ПР-ОК-ТКР-ПЗ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата				

- принять меры по локализации места аварии, обеспечению нормальной работы исправного оборудования;
- осуществлять необходимые действия по поддержанию заданного режима работы объектов и подаче газа потребителям.

Об авариях на объектах газопровода ЭО извещает страховую организацию и другие организации согласно ВРД 39-1.2-054.

Определение аварийного участка объекта газопровода и его локализацию (отключение от действующих газопроводов, сброс газа) производят диспетчерские службы Филиалов ЭО с применением средств телемеханики или направлением аварийных бригад.

Руководство работами по ликвидации последствий аварии осуществляет назначенное приказом ЭО ответственное лицо (руководитель, технический руководитель, заместитель руководителя Филиала ЭО, представитель ЭО).

Задачи ЭО и их Филиалов при возникновении аварии:

- отключение аварийного участка объекта газопровода со стравливанием газа;
- оповещение, сбор и выезд аварийных бригад;
- предупреждение потребителей о прекращении поставок газа или о сокращении их объемов;
- принятие необходимых мер по организации оптимального режима работы объекта;
- принятие необходимых мер по предотвращению нахождения в зоне аварии лиц, не задействованных в работах по её ликвидации;
- обеспечение безопасности близлежащих транспортных коммуникаций и мест их пересечений с газопроводами, а также гражданских и промышленных объектов на основе ПЛА, в котором конкретизирована расстановка постов охраны места аварии, участки, обозначаемые сигнальной лентой, места установки предупредительных знаков и т.д.

При обнаружении утечки вблизи населенного пункта, железных и автомобильных дорог дополнительно должны быть приняты меры: по предупреждению жителей населенного пункта об опасности; по прекращению движения транспорта в сторону газопровода; по организации, в случае необходимости, объезда по автомобильной дороге, расположенной вблизи места утечки; по прекращению движения поездов при наличии угрозы железнодорожному транспорту; по организации постоянного дежурства линейного персонала на опасных направлениях; по устранению утечки в кратчайший срок.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			91ПР-ОК-ТКР-ПЗ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№доку	Подпись	Дата				

Предприятие трубопроводного транспорта имеет право приостановить работы, выполняемые с нарушениями требований Правил охраны магистральных трубопроводов и минимальных расстояний от трубопровода до объектов различного назначения, установленных действующими строительными нормами и правилами по проектированию магистральных трубопроводов.

Планы ликвидации возможных аварий на трубопроводах должны содержать:

- виды и места возможных аварий;
- действия персонала при обнаружении выхода продукта;
- условия опасные для людей и окружающей среды;
- перечень должностных лиц организаций и учреждений, которые должны быть извещены об аварии, порядок их оповещения;
- информацию о представителях заинтересованных организаций для присутствия при производстве работ по ликвидации аварии и ее последствий (организаций, эксплуатирующих коммуникации, проходящие с трубопроводами в одном техническом коридоре, землевладельцев и др.) (при необходимости);
- ориентировочное определение количества выхода продукта из поврежденного участка;
- взаимодействие со сторонними организациями по локализации места аварии и ее ликвидации;
- мероприятия по эвакуации людей и охране окружающей среды;
- мероприятия по локализации выхода продукта;
- мероприятия по ликвидации последствий аварии (очистке грунта, утилизации загрязненного грунта, рекультивация нарушенных при аварии земель и т.д.) и оформление документации установленной формы;
- мероприятия по технике безопасности и пожарной безопасности;
- мероприятия по пожаротушению в случае загорания продуктов;
- распределение обязанностей между руководителями и отдельными лицами, участвующими в ликвидации аварии.

ЭО предусматривает в договорах подряда привлечение персонала и техники Специализированных организаций, выполняющих плановые работы на объектах газопровода, для ликвидации последствий аварий и инцидентов.

Время (продолжительность) сбора аварийных бригад в рабочее и нерабочее время устанавливает ЭО и отражает в ПЛА.

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

						91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
							44

Персонал, прибывший к месту аварии на ЛЧ газопровода, обязан:

- уточнить место и характер повреждений;
- сообщить диспетчеру Филиала ЭО о месте и ориентировочных размерах повреждений, возможности подъездов и проездов, наличии и состоянии расположенных в непосредственной близости ЛЭП, железных и автомобильных дорог и другие необходимые сведения.

К ликвидации последствий аварии приступают после ее локализации, организации устойчивой радиосвязи, получения сообщений об организации постов на ТПА, отключающей аварийный участок от действующего газопровода, и выполнения дополнительных мер по предотвращению ошибочной или самопроизвольной её перестановки.

Предусмотренные планом ликвидации возможных аварий технические и материальные средства для осуществления мероприятий по спасению людей и ликвидации аварий должны быть в необходимом количестве и в исправном состоянии.

К выполнению аварийно-восстановительных работ на трубопроводах могут быть допущены лица не моложе 18 лет, прошедшие медосмотр и имеющие допуск к производству работ.

Работы, связанные с ликвидацией аварий, должны выполняться с соблюдением действующих правил и норм по технической эксплуатации, технике безопасности, пожарной безопасности и промсанитарии.

Порядок прохождения информации об отказах трубопроводов должен осуществляться в соответствии с "Положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве".

Для оперативного устранения аварий, выполнения трудоемких восстановительных и других работ на газопроводах Предприятием могут быть созданы аварийно-восстановительные поезда (АВП). Места дислокации, порядок подчиненности, взаимоотношения с другими структурными подразделениями устанавливаются положением об АВП, которое разрабатывается Предприятием.

До начала непосредственно аварийно-восстановительных работ должны быть налажены надежная телефонная или радиосвязь с диспетчером ЛЭС.

Руководитель аварийно-восстановительных работ обязан информировать диспетчера о ходе аварийно-восстановительных работ и о всех изменениях обстановки в районе обнаружения аварийного участка трубопровода.

Приемка и сдача смены во время ликвидации аварии запрещается. При пуске, переключении и остановках оборудования приемка и сдача смены допускается только с разрешения вышестоящего оперативного персонала.

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

						91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		45

Диспетчер, независимо от присутствия в диспетчерском пункте во время ликвидации аварии лиц высшей технической администрации (если старший по должности не принял руководство ликвидации аварии на себя), несет полную ответственность за ликвидацию аварии, самостоятельно принимает решения и осуществляет мероприятия по восстановлению нормального режима перекачки продукта по трубопроводу.

В случае неправильных действий диспетчера лица высшей технической администрации обязаны вмешаться в ход ликвидации аварии, вплоть до отстранения диспетчера, принимая на себя руководство и ответственность за дальнейший ход ликвидации аварии.

В случае, когда до выезда на место ремонтной бригады не удалось отключить аварийный участок, руководитель аварийно-восстановительных работ принимает меры по закрытию крановых узлов по обе стороны от места аварии.

Ремонтная бригада подъезжает на расстояние 500 м к поврежденному участку трубопровода, далее непосредственно к месту отказа направляется пешком звено разведки, оснащенное прибором для замера содержания паров продукта в воздухе и средствами индивидуальной защиты.

Транспорт и механизмы могут двигаться следом за звеном разведки с интервалом не менее 100 м до момента, когда будут обнаружены в воздухе пары углеводородов в концентрации, превышающей 20 % от их нижнего предела взрываемости, при этом по сигналу старшего звена разведки средства транспорта и механизмы должны быть остановлены. В случае, если ветер направлен от зоны, содержащей пары углеводородов в сторону этих механизмов, последние должны быть отведены.

Бригада должна определить за мерами границы зоны, содержащей пары, и установить соответствующие знаки на этой границе.

Все средства транспорта и механизмы, находящиеся в распоряжении ремонтной бригады, должны быть размещены с наветренной стороны указанной зоны не ближе 100 м от ее границ так, чтобы при необходимости обеспечить возможность их быстрого маневра и отхода.

Механизмы и средства транспорта, используемые при производстве аварийно-восстановительных работ в зоне аварии, должны отвечать следующим требованиям:

- землеройные машины, бульдозеры, автомобили тракторы и т.п. должны иметь исправные электропроводку и искропламягасители;
- насосы, вентиляторы, освещение и т.п. должны быть во взрывобезопасном исполнении;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№доку	Подпись	Дата	91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
							46

- исправность электропроводки и наличие искропламягасителей должны быть проверены перед выездом в район аварии.

После определения характера отказа и принятия решения о способе его ликвидации работы продолжаются в соответствии с существующим Планом ликвидации возможных аварий и конкретно сложившейся обстановкой.

При необходимости проведения огневых работ до их начала необходимо оформить наряд-допуск по установленной форме.

Земляные работы непосредственно на месте утечки продукта должны производиться после прекращения перекачки, отключения поврежденного участка и снижения в нем давления продукта и его паров до близкого к атмосферному.

Ликвидация аварии при разрыве трубопровода осуществляется в следующем порядке:

- огневые работы на линейной части трубопровода разрешается проводить только после прекращения перекачки продукта и освобождения трубопровода на ремонтируемом участке от жидкой фазы, инертизации полости трубопровода.
- при невозможности утилизации продукт может быть сожжен с соблюдением необходимых мер пожарной безопасности после получения разрешения органов Госкомэкологии.
- после освобождения трубопровода от продукта и выполнения земляных работ, огневые работы выполняются в соответствии с требованиями нормативных документов.
- дальнейшие работы по ликвидации разрыва следует выполнять в соответствии с требованиями Типовой инструкции по безопасному ведению огневых работ.
- при проведении огневых работ необходимо осуществлять постоянный контроль за уровнем загазованности и наличием пены.
- в случае увеличения уровня загазованности огневые работы следует немедленно прекратить до выявления и устранения причин поступления продукта.
- работы возобновляются после повторной дегазации и восстановления воздушно-механического пенного покрытия.
- в случае разрыва трубопровода ремонт следует производить путем вырезки дефектного места (участка) трубопровода с последующей вваркой "катушки" (труб).
- материал "катушки" (трубы) должен быть той же марки стали и с той же толщиной стенки, что и ремонтируемый участок трубопровода;
- длина ввариваемой "катушки" должна быть равна диаметру ремонтируемого трубопровода, но не менее 250 мм.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№доку	Подпись	Дата

91ПР-ОК-ТКР-ПЗ

Лист

47

- все сварные стыки ремонтируемого участка должны выполняться в соответствии с требованиями, предъявляемыми к выполнению гарантийных сварных соединений.
- необходимость и количество гарантийных сварных стыков определяются планом организации огневой работы. Количество гарантийных стыков должно быть минимальным.
- сборка и сварка гарантийных стыков производится под руководством инженерно-технического работника, ответственного за операционный контроль, имеющего практический опыт по производству сварочно-монтажных работ на аналогичных трубопроводах не менее трех лет.
- к сварке гарантийных стыков допускаются сварщики, имеющие квалификацию не ниже 6-го разряда, прошедшие аттестацию в установленном порядке.
- каждое гарантийное сварное соединение должно быть подвергнуто двойному контролю: радиографическим и ультразвуковым способами. При отрицательных температурах (ниже -5 °С) УЗД заменяется магнитографией по ГОСТ 25225.
- гарантийные сварные соединения должны быть испытаны на герметичность под рабочим давлением транспортируемым продуктом в течение не менее 2-х часов.
- на каждое гарантийное сварное соединение составляется акт по установленной форме, подписываемый ответственным за операционный контроль работ, исполнителем сварочно-монтажных работ и ответственным представителем испытательной лаборатории.
- после завершения ремонтных работ проведение испытаний и очистку полости трубопровода осуществлять в соответствии с требованиями ВСН 011. При этом должен быть организован контроль за содержанием продукта в струе, выходящей из продувочного патрубка (для снижения потерь продукта и уменьшения опасности взрыва). В месте выпуска воздуха из трубопровода должны быть приняты меры, предотвращающие воспламенение газозвушной смеси.

Для аварийного ремонта трубопровода в целях устранения свищей, трещин, коррозии допускается их устранение с помощью установки металлических бандажей, а также использования композитных и стеклотканых материалов.

Решение об установке бандажей и хомутов с указанием срока их эксплуатации принимается на уровне предприятия и утверждается главным инженером.

Для аварийного перекрытия трещин и вмятин допускается установка аварийных хомутов, изготовленных из труб той же марки стали, соответствующего диаметра, с толщиной стенки, большей, чем ремонтируемый трубопровод.

На отремонтированный участок трубопровода составляется технический акт с указанием причин аварии и способа ее ликвидации.

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

После завершения аварийно-восстановительных работ ЭО проводит:

- вытеснение газоздушной смеси из восстановленного участка газопровода;
- заполнение и испытание на герметичность восстановленного участка газопровода природным газом;
- пуск объекта в работу;
- снятие постов по распоряжению ответственного руководителя работ по ликвидации последствий аварии.

32 Описание проектных решений по прохождению трассы газопровода

Началом трассы газопровода высокого давления является подключение к проектируемому газопроводу высокого давления II категории, проектируемого в рамках газификации сел Байдарской долины и ЮБК, 4-я очередь строительства. От места подключения проектируемая трасса высокого давления следует в направлении села Колхозное, пересекая подземные и надземные коммуникации и естественные преграды. На своем маршруте трасса пересекает реку Узунджа, линии электропередач, кабель связи. Конец трассы газопровода высокого давления - выход газопровода из земли на проектируемой площадке ГРПШ с. Колхозное.

Проектируемая трасса подземного газопровода обозначены при помощи:

- Оповестительных знаков;
- Сигнальной ленты;
- Медного провода.

Оповестительными знаками обозначены все характерные точки газопровода (места поворота, тройники).

На оповестительных указывают информацию 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 23 июня 2011 г.):

- информация о диаметре газопровода, давлении газа в нем,
- информация о глубине залегания газопровода,
- информация о материале труб,
- информация о расстоянии до газопровода,
- информация о телефонных номерах аварийно-спасательной службы организации, эксплуатирующей этот участок газопровода, и другие сведения.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
							49

Полиэтиленовые газопроводы обозначены сигнальной лентой желтого цвета шириной не менее 0,2м с несмываемой надписью «Огнеопасно - Газ», уложенной на расстоянии (0,2±0,1) м от верха присыпанного 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. В местах вывода провода на поверхность земли предусмотрен ковер

В сейсмическом отношении исследуемая территория относится к восьмибалльной зоне.

При проектировании подземных газопроводов предусмотрена установка контрольных трубок:

- на углах поворота 90°, 45°;
- в местах пересечения с подземными коммуникациями.

Для защиты от механических повреждений контрольных трубок предусмотрены коверы, которые устанавливаются на бетонные железобетонные подушки, располагаемые на основании, обеспечивающем их устойчивость.

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

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

Диаметр контрольной трубки принят 57 мм.

На надземном газопроводе высокого давления для компенсации линейного расширения газопровода предусмотрено устройство компенсатора между двумя неподвижными опорами. Величина вылета компенсатора принята не менее 1,0 м

Для обеспечения проектного положения газопроводов на периодически обводняемых участках 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

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

						91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		50

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

В местах пересечения с грунтовыми лесными дорогами проектируемый подводный газопровод высокого давления проложен надземно на опорах высотой не менее 2,5 м до низа трубы.

Пересечения уличных дорог предусмотрено открытым способом подземно без устройства защитного футляра на глубине не менее 1,0 м до верха трубы.

Пересечения выполнены под углом 90 градусов

Переход газопроводом высокого давления реки предусмотрен надземным способом на отдельно стоящих опорах.

Пересечение газопроводом р. Узунджа предусмотрено:

- по трассе газопровода высокого давления ГЗ на ПК 31+84,5.

Прокладка газопровода предусмотрена по конструкциям из стальных прокатных профилей

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 межпоселковом газопроводе высокого давления в начале трассы в месте подключения и в конце трасс, на проектируемой площадке ГРПШ с. Колхозное для возможности выполнения аварийных и ремонтных работ.

Отключающие устройства на наружных сетях газоснабжения предусмотрены надземной установки. При прохождении трассы по данному направлению предусмотрена подземная траншейная укладка газопровода с оптимальным заглублением трубы в грунт.

33 Обоснование безопасного расстояния от оси трубопровода до населенных пунктов и инженерных сооружений

При проектировании газораспределительных сетей предусмотрены инженерно-технические мероприятия по охране окружающей среды и обеспечению безопасности в соответствии с действующим законодательством РФ.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
							51

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

Вдоль трассы подземного газопровода высокого давления 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 – противоположной стороны.

Вдоль трассы надземного газопровода высокого давления устанавливается охранная зона в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 метров от оси с каждой стороны газопровода

Вокруг проектируемого газорегуляторного пункта - в виде территории, ограниченной замкнутой линией, проведенной на расстоянии 10 метров от границ этих объектов.

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

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

- а) строить объекты жилищно-гражданского и производственного назначения;
- б) сносить и реконструировать мосты, коллекторы, автомобильные и железные дороги с расположенными на них газораспределительными сетями без предварительного выноса этих газопроводов по согласованию с эксплуатационными организациями;
- в) разрушать берегоукрепительные сооружения, водопропускные устройства, земляные и иные сооружения, предохраняющие газораспределительные сети от разрушений;
- г) перемещать, повреждать, засыпать и уничтожать опознавательные знаки, контрольно-измерительные пункты и другие устройства газораспределительных сетей;
- д) устраивать свалки и склады, разливать растворы кислот, солей, щелочей и других химически активных веществ;
- е) 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;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инав. № подл.	91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
										52

з) рыть погреб, 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) набрасывать, приставлять и привязывать к опорам и надземным газопроводам, ограждениям и зданиям газораспределительных сетей посторонние предметы, лестницы, влезать на них;

л) самовольно подключаться к газораспределительным сетям.

Наружные газопроводы запроектированы по отношению к зданиям, сооружениям и сетям инженерно-технического обеспечения в соответствии с приложениями Б, В СП 62.13330-2011 «Газораспределительные системы».

При прокладке подземных газопроводов высокого давления в стесненных условиях, на отдельных участках трасс данные 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 нагревателями

Газопровод высокого давления проходит по территории с небольшим количеством населенных пунктов, строений и сооружений, находящихся по пути следования газопровода.

Нормативные расстояния от населенных пунктов, зданий и сооружений соответствуют требованиям Приложений Б и В СП 62.13330.2011.

Газопровод высокого давления от точки подключения проходит в северо-восточном направлении к с. Колхозное.

Проектируемый газопровод высокого давления проходит самостоятельно на всем протяжении от точки подключения до проектируемой ГРПШ, пересекая грунтовые дороги, ЛЭП, кабели.

В соответствии с ПУЭ п. 2.5.288 наименьшие расстояния от ВЛ до подземного газопровода высокого давления составляют:

- для ВЛ до 20 кВ – 5,0м.

В соответствии с ПУЭ п. 2.5.288 наименьшие расстояния от ВЛ до надземного газопровода высокого давления составляет не менее высоты опоры ВЛ.

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

						Лист
91ПР-ОК-ТКР-ПЗ						

34 Нагрузки и воздействия

Нагрузки и воздействия, действующие на газопровод, различаются на:

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

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

Собственный вес единицы длины газопровода определяется по формуле

$$q_g = m_g g, \text{ Н/м} \tag{22.1}$$

где m_g — расчетная масса 1 м трубы Ø110x10,0 – 3,14 кг/п.м, принимаемая по ГОСТ Р 50838-2009;

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

Давление грунта на единицу длины газопровода определяется по формуле

$$q_m = \rho_m g d_e h_m, \text{ Н/м} \tag{22.2}$$

где d_e – наружный диаметр газопровода;

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

Значение	$q_g, \text{ Н/м}$	$q_m, \text{ Н/м}$
Ø110x10,0	30,8	1726,56

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.

Нагрузки и воздействия, действующие на надземные газопроводы, различаются на:

- силовые нагружения — внутреннее давление газа, вес газопровода, обустройств и транспортируемого газа, давление грунта, гидростатическое давление и выталкивающая сила

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

						91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		54

воды, снеговая, гололедная и ветровая нагрузки, нагрузки, возникающие при укладке и испытании;

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

- сейсмические воздействия.

Рабочее (нормативное) давление транспортируемого газа установлено проектом.

Рабочее давление на уличного распределительного газопровода составляет $P \leq 0,6\text{МПа}$.

Собственный вес единицы длины газопровода определяется по формуле (3).

$$q_q = m_q g \quad (\text{Н/м}) \quad (3)$$

Вес транспортируемого газа в единице длины газопровода определяется по формуле (4).

$$q_g = 10^2 p (d_e - 2t_{nom})^2 \quad (\text{Н/м}) \quad (4)$$

Вес снега на единицу длины надземного газопровода определяется по формуле (7)

$$v_s = \mu_c s_0 d_e \quad (\text{Н/м}), \quad (7)$$

где $\mu_c = 0,2$ для газопроводов диаметром до 600 мм включительно.

Нормативная снеговая нагрузка s_0 (Н/м²) принимается по СП 20.13330.2011.

Вес обледенения на единицу длины надземного газопровода определяется по формуле (8)

$$v_i = 1,9 t_i \gamma_i d_e \quad (\text{Н/м}), \quad (8)$$

где t_i — толщина слоя, м;

γ_i — плотность гололеда, Н/м³.

Величины необходимо принимать по СП 20.13330.2011.

Ветровая нагрузка на единицу длины надземного газопровода, действующая перпендикулярно его осевой вертикальной плоскости, определяется по формуле (9)

$$w_n = w_0 d_e k (1 + 0,7\zeta) \quad (\text{Н/м}), \quad (9)$$

где w_0 — нормативное значение ветрового давления, принимаемое в зависимости от ветрового района России по СП 20.13330.2011;

k, ζ — коэффициенты, принимаемые по таблице 34.1, в зависимости от типа местности.

Таблица 34.1

Коэффициент	Тип местности		
	А	В	С

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

k	0,75	0,5	0,4
ζ	0,85	1,22	1,78

В таблице 34.1 типы местности определяются:

А — открытые побережья морей, озер и водохранилищ, пустыни, степи, лесостепи, тундра;

В — городские территории, лесные массивы и другие местности, равномерно покрытые препятствиями высотой более 10 м;

С — городские районы с застройкой зданиями высотой более 25 м.

Температурный перепад в газопроводе принимается равным разности между температурой газа в процессе эксплуатации газопровода (наименьшей или наибольшей) и температурой, при которой фиксируется расчетная схема газопровода.

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

Сейсмические воздействия на надземные газопроводы принимаются согласно СП 14.13330.2014.

35 Надежность газопровода высокого давления

Надежность линейного объекта (бесперебойное газоснабжение с. Колхозное) обеспечивается проектными решениями и соблюдением всех норм и правил во время эксплуатации объекта.

35.1 Проектная надежность

Проектная надежность газопровода обеспечена принятыми проектными решениями согласно требованиям действующих норм и правил:

- характеристика материала труб соответствует требованиям государственных стандартов, технических условий на трубы, а также нормативным документам;
- в сейсмическом отношении территория проектирования относится к восьмибальной зоне (особые условия). Коэффициент запаса прочности полиэтиленовых труб принят 3,2. В соответствии с требованиями СП62.13330.2011 и ГОСТ Р 55473-2013 (табл.1 «Максимально допустимые значения SDR ...») в особых условиях для подземной прокладки приняты полиэтиленовые трубы ПЭ100 ГАЗ SDR 11 по ГОСТ Р 50838-2009;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
							56

- Полиэтиленовый газопровод укладывается на глубину не менее 1,0 м до верха трубы, при прокладке под проезжими частями дорог и уличных проездов, глубина прокладки принята не менее 1,0 м до верха газопроводов;
- Надземный стальной газопровод высокого давления укладывается на отдельно стоящих опорах, минимальная высота прокладки принята не менее 0,5 м до низа трубы;
- безопасная эксплуатация обеспечена фланцевой шаровой запорной арматурой с ручным управлением, с устройством защитных металлических шкафчиков;
- соединение полиэтиленовых труб, как на горизонтальных, так и на вертикальных участках газопровода предусмотрено терморезисторной сваркой с применением литых деталей и деталей с закладными нагревателями;
- выполнена защита от коррозии всех надземных трубопроводов.

35.2 Эксплуатационная надежность

Эксплуатационная надежность газопровода высокого обеспечивается:

- контролем состояния газопровода обходами, объездами, облетами трассы с применением технических средств;
- поддержанием в работоспособном состоянии газопровода за счет технического обслуживания, выполнения диагностических и ремонтно-профилактических работ, реконструкции;
- модернизацией и реновацией морально устаревшего и изношенного оборудования;
- соблюдением требований к охраняемым зонам и минимальным расстояниям до населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений.
- до ввода в эксплуатацию полость трубопровода очищают от случайно попавших внутрь предметов и испытывают на прочность пневматическим способом.

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.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			91ПР-ОК-ТКР-ПЗ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата				

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.

Надземный газопровод из стальных труб давлением до 0,6МПа по нормам СП 63.13330.2011 таблицы 16 испытывается давлением 0,75МПа в течение 1 часа.

Подземный газопровод из полиэтиленовых труб давлением до 0,6МПа по нормам СП 63.13330.2011 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 табл. 30 СП 42-101-2003.

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

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

Результаты испытания на герметичность считают положительными, если в течение испытания давление в газопроводе не меняется, то есть не фиксируется видимое падение давления манометром класса точности 0,6, 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.

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

							91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			58

36 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим материалам

В сейсмическом отношении территория проектирования относится к восьмибальной зоне (особые условия). Коэффициент запаса прочности полиэтиленовых труб принят 3,2. В соответствии с требованиями СП62.13330.2011 и ГОСТ Р 55473-2013 (табл.1 «Максимально допустимые значения SDR ...») в особых условиях для подземной прокладки приняты полиэтиленовые трубы ПЭ100 ГАЗ SDR 11 по ГОСТ Р 50838-2009.

Трубы и соединительные детали выбраны в соответствии с нормативной документацией, утвержденной в установленном порядке. При проектировании и строительстве газопроводов, как правило, должны использоваться трубы и соединительные детали, имеющие одинаковое значение показателей SDR и MRS.

При прокладке газопроводов в скальных, гравийно-галечниковых, щебенистых и других грунтах с включением вышеуказанных грунтов (свыше 15%) по всей ширине траншеи предусматривается устройство основания под газопровод толщиной не менее 10 см из песка (кроме пылеватых) и засыпку песком на высоту не менее 20 см над верхней образующей трубы.

37 Обоснование требований к габаритным размерам труб

Наружные газопроводы высокого давления запроектированы:

- для подземной прокладки из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR 11 по ГОСТ Р 50838-2009. Коэффициент запаса прочности принят 3,2;
- для надземной прокладки из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 (сталь В10 ГОСТ 10705-80*).

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

Коэффициент запаса прочности полиэтиленовых труб принят 3,2. В соответствии с требованиями СП62.13330.2011 и ГОСТ Р 55473-2013 (табл.1 «Максимально допустимые значения SDR ...») в особых условиях для подземной прокладки приняты полиэтиленовые трубы ПЭ100 ГАЗ SDR 11 по ГОСТ Р 50838-2009.

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

							91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
								59
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			

38 Пространственная жесткость конструкции газопровода высокого давления

Жесткость конструкции полиэтиленовых и стальных газопроводов обеспечивается:

- во время транспортировки - условиями транспортировки и габаритными размерами транспортных средств;
- прочность и устойчивость во время эксплуатации – прочностными характеристиками и химическим составом материалов труб, изоляции, пригрузки, применяемых для строительства, что подтверждается, выполненными расчетами;
- во время монтажа – количеством и шагом расстановки трубоукладочных машин.

39 Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве

Наружные газопроводы высокого давления запроектированы:

- для подземной прокладки из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR 11 по ГОСТ 50838-2009. Коэффициент запаса прочности принят 3,2;
для надземной прокладки из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 (сталь В10 ГОСТ 10705-80*).

Согласно проектных решений используется бетон класса В10, марка бетона по морозостойкости F50 (решения относительно строительных конструкций и материалов см. том 91ПР-ОК-ИЛО-КР).

40 Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе крутизной склонов более 15 градусов

Трасса подземного газопровода высокого давления проложена по местности с относительно спокойным рельефом.

На участках трассы газопровода с уклоном близким к 15 градусам предусмотрена надземная прокладка на отдельно стоящих опорах.

41 Обоснование глубины заложения на отдельных участках

Полиэтиленовый газопровод укладывается на глубину не менее 1,0 м до верха трубы, при прокладке под проезжими частями дорог, глубина прокладки принята не менее 1,0 м до верха газопровода.

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

							91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
								60
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			

Надземный стальной газопровод высокого давления укладывается на отдельно стоящих опорах, минимальная высота прокладки принята 0,5 м до низа трубы.

При пересечении газопроводом высокого давления грунтовой лесной дороги устраивается переход высотой не менее 2,5 м до низа трубы. В местах установки запорной арматуры газопровод высокого давления укладывается на опоры высотой 1,5м до низа трубы.

42 Описание конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках, подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек

Переход газопроводом высокого давления реки предусмотрен надземным способом на отдельно стоящих опорах.

Пересечение газопроводом р. Узунджа предусмотрено:

- по трассе газопровода высокого давления ГЗ на ПК 31+84,5.

Прокладка газопровода предусмотрена по конструкциям из стальных прокатных профилей.

Для обеспечения проектного положения газопроводов на периодически обводняемых участках 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.

43 Описание принципиальных конструктивных решений балансировки трубы трубопровода с применением утяжелителей охватывающего типа

Балансировка трубы газопровода-отвода с применением утяжелителей охватывающего типа не предусматривается.

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

							91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
								61
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			

44 Опознавательные знаки по трассе газопровода высокого давления

Проектируемые трассы подземных газопроводов обозначены при помощи:

- Опознавательных знаков;
- Сигнальной ленты;
- Медного провода.

Опознавательными знаками обозначены все характерные точки газопровода (места поворота, тройники).

На опознавательных указывают информацию 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 23 июня 2011 г.):

- информация о диаметре газопровода, давлении газа в нем,
- информация о глубине залегания газопровода,
- информация о материале труб,
- информация о расстоянии до газопровода,
- информация о телефонных номерах аварийно-спасательной службы организации, эксплуатирующей этот участок газопровода, и другие сведения.

Полиэтиленовые газопроводы обозначены сигнальной лентой желтого цвета шириной не менее 0,2м с несмываемой надписью «Огнеопасно - Газ», уложенной на расстоянии (0,2±0,1) м от верха присыпанного 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. В местах вывода провода на поверхность земли предусмотрен ковер.

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

							91ПР-ОК-ТКР-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			62

45 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 870 «Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления»;
- Постановление 878 «Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей»;
- Приказ 542 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления";
- Федеральный закон 69-ФЗ О газоснабжении в Российской Федерации;
- Федеральный закон 116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов;
- Федеральный закон 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности;
- Федеральный закон 69-ФЗ О пожарной безопасности;
- Приказ 961 Правила учета газа;
- ГОСТ Р 21.1101-2013 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации»;
- ГОСТ Р 54960-2012 «Системы газораспределительные. Пункты газорегуляторные блочные. Пункты редуцирования газа шкафные. Общие технические требования»;
- 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.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			91ПР-ОК-ТКР-ПЗ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата				

	Эксплуатационная документация»;
- ГОСТ Р 55472-2013	«Системы газораспределительные. Требования к сетям газораспределения. Часть 0. Общие положения»;
- ГОСТ Р 55473-2013	«Системы газораспределительные. Требования к сетям газораспределения. Часть 1. Полиэтиленовые газопроводы»;
- ГОСТ Р 55474-2013	«Системы газораспределительные. Требования к сетям газораспределения. Часть 2. Стальные газопроводы»;
- ГОСТ Р 56019-2014	«Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Функциональные требования»;
- ГОСТ 9.602-2005	«Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
- ГОСТ Р 50838-2009	«Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия»;
- ГОСТ Р 52779-2007	«Детали соединительные из полиэтилена для газопроводов. Общие технические условия»;
- 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 18.13330.2011	«Генеральные планы промышленных предприятий»;
- СП 28.13330.2012	«Защита строительных конструкций от коррозии»;
- СП 42.13330.2011	«Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений»;
- СП 14.13330.2014	«Строительство в сейсмических районах»
- СП 48.13330.2011	«Организация строительства»;
- ПУЭ	Правила устройства электроустановок
- СанПиН 2.2.3.1384-03	Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№доку	Подпись	Дата

91ПР-ОК-ТКР-ПЗ

Лист

64



СЕВАСТОПОЛЬГАЗ

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Приложение А
(обязательное)

«*AS*» от «*AS*» 20 *17* г. № *1d-084*

На № _____ от « _____ » _____ 20 _____ г.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор

« _____ » _____ 2017 г. **И.В. Бондаренко**



ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на подключение (технологическое присоединение) объекта капитального строительства к сети газораспределения
(действительны в течение 3 лет).

Заказчик работ

Государственное казенное учреждение города Севастополя «Управление по эксплуатации объектов городского хозяйства» (И.о. директора Шевелев В.В.).

Объект газификации:

Село Колхозное. Газопровод высокого давления 2-й категории. Максимальный часовой расход газа – 20м³/час).

Источник газоснабжения (место присоединения к газопроводу):

Газопровод высокого давления II категории проектируемой в рамках газификации сел Байдарской долины и ЮБК, 4-я очередь строительства.

Общие требования:

1. Подключение осуществляется в рамках реализации государственной программы «Развитие жилищно-коммунальной инфраструктуры города Севастополя на 2017-2020 годы», утвержденной Постановлением Правительства Севастополя от 13.03.2017 № 186-ПП.

ГКУ «Управление по эксплуатации объектов городского хозяйства»:

Осуществляет мероприятия по подготовке сети газораспределения, включая разработку проекта сети газораспределения от источника газоснабжения, в соответствии с действующим законодательством РФ:

1. Запроектировать газопровод высокого давления II категории от точки подключения до границы села Колхозное.
2. При необходимости предусмотреть устройство станции катодной защиты.
3. Для снижения давления газа предусмотреть ПРГ с выходом газопровода низкого давления для возможности дальнейшей газификации с. Колхозное. Площадку ПРГ оборудовать молниезащитой, ограждением, защитой от ливневых вод.
4. Трассировку газопроводов, гидравлическую схему, место размещения ПРГ согласовать с ПАО «Севастопольгаз» до начала проектирования.
5. Распределительные газопроводы низкого давления в границах населенного пункта выполнить по отдельным техническим условиям.

ПАО «Севастопольгаз»:

Осуществляет следующие мероприятия:

1. Согласование проектной документации на соответствие выданным ТУ.
2. Ведение надзора за строительством.
3. Выполнение работ по фактическому присоединению объекта капитального строительства к сети газораспределения и пуску газа.

Главный инженер

С.А. Самойленко

Исп. Сивак 449362

Москвин



СЕВАСТОПОЛЬГАЗ

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

24.04 2018 г. № 10-3941

На № _____ от « _____ » _____ 20 ____ г.

*Заместителю директора
ГКУ «Управление по эксплуатации
объектов городского хозяйства»
Мокану А.А.*

*ул. Николая Музыки, 50
г. Севастополь, 299007*

Уважаемый Александр Анатольевич!

Настоящим письмом ПАО «Севастопольгаз» согласовывает изменения в тексте ранее выданных технических условий № 12-087 от 28.08.2017г на подключение (технологическое присоединение) к сети газораспределения объекта: «Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (выское давление)» и технических условий № 12-076 от 28.08.2017г на подключение (технологическое присоединение) к сети газораспределения объекта: «Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (низкое давление)»:

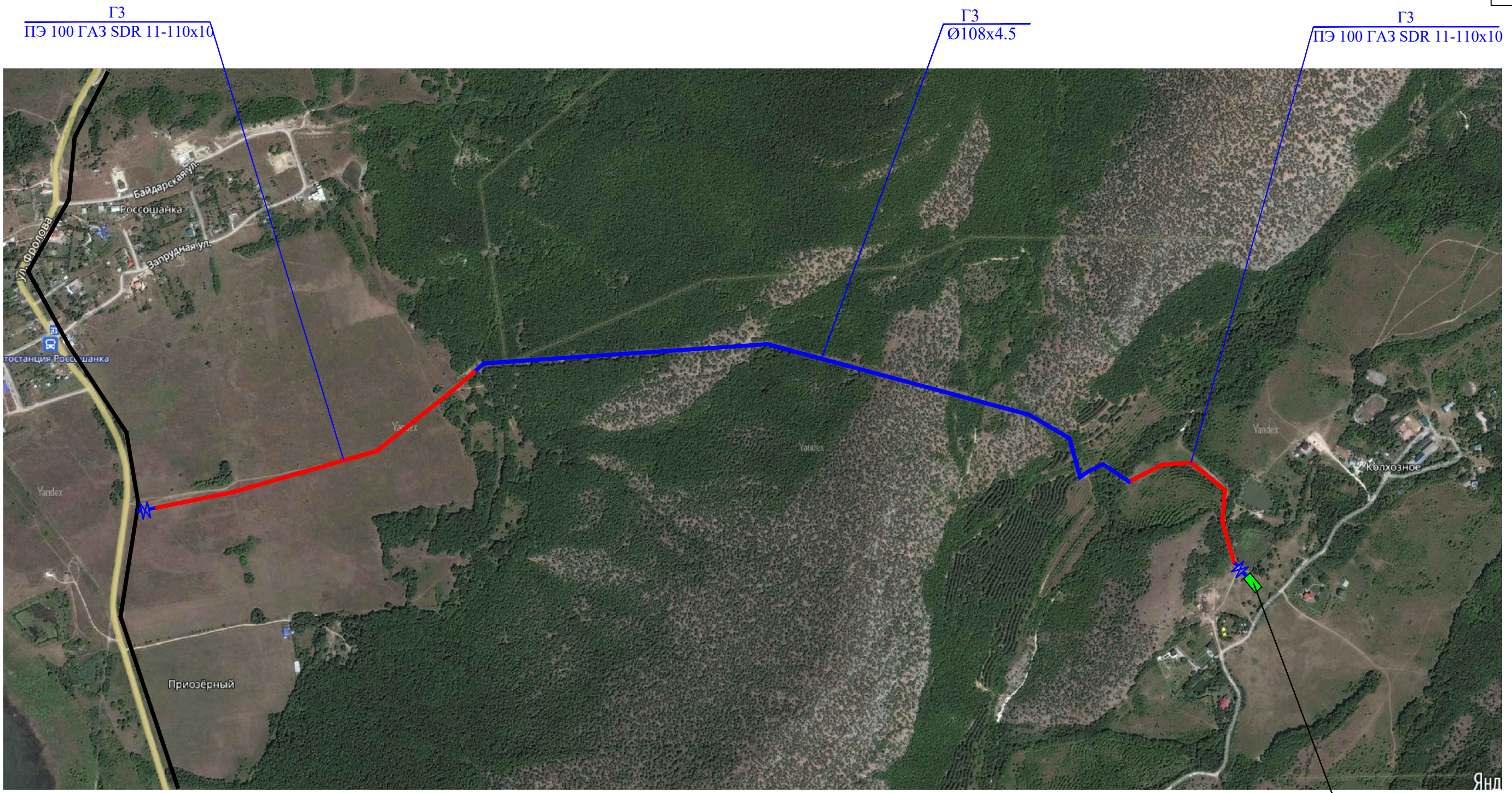
– максимальный часовой расход газа – 40м³/час.

Настоящее письмо считать неотъемлемой частью технических условий от 28.08.2017г № 12-087 и № 12-076.

Главный инженер






С.А. Самойленко

Москвин 449362







Проектируемый ГРПШ с. Колхозное

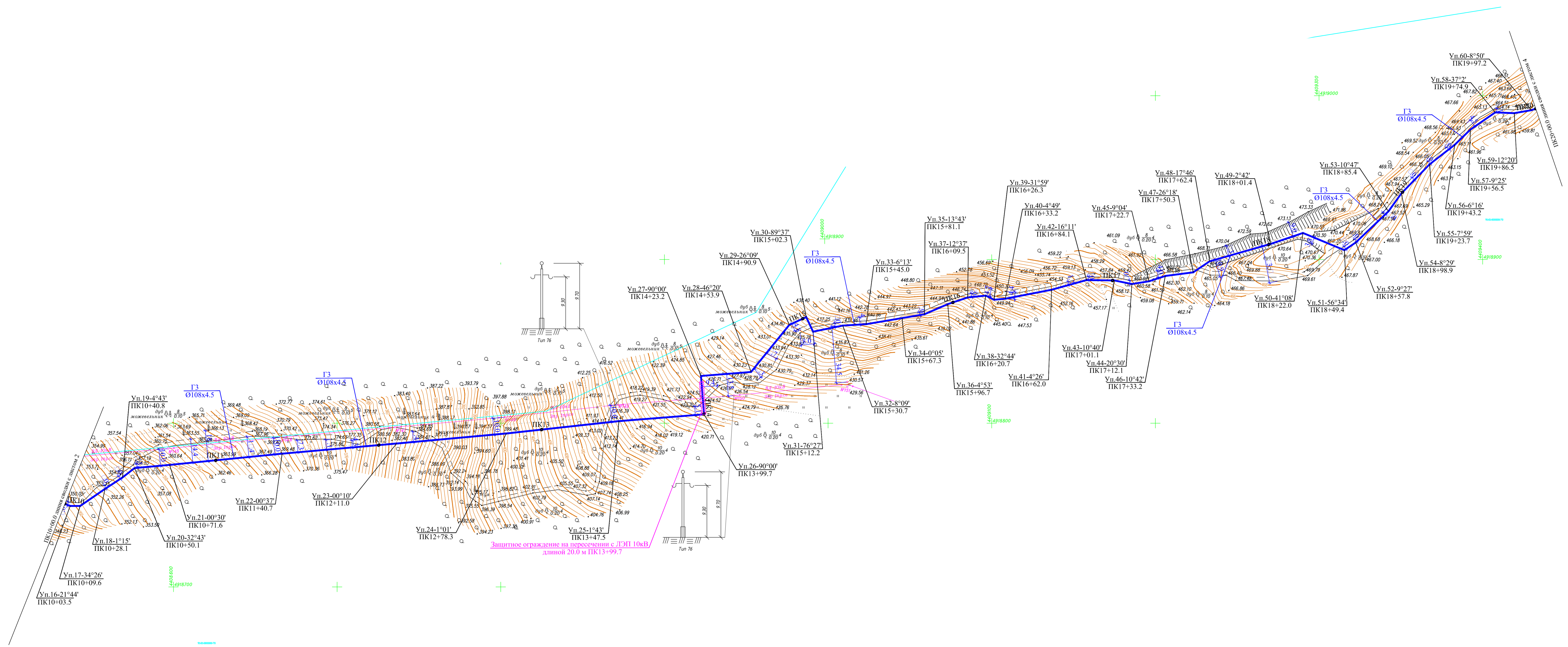
Условные обозначения:

-  Проектируемый подземный газопровод высокого давления (объект Газификация сел Байдарской долины, 4-я очередь)
 -  Проектируемый подземный газопровод высокого давления
 -  Проектируемый надземный газопровод высокого давления
 -  Проектируемая надземная запорная арматура (кран) на газопроводе высокого давления
 -  Проектируемый газорегуляторный пункт шкафного типа
- Номер трассы _____
Диаметр трубопровода и толщина стенки, мм _____

ГЗ
ПЭ 100 ГАЗ SDR 11-110x10

						91ПР-ОК-ТКР			
						"Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление)"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Пономаренко			04.18		П	1	
Разработал		Неметлаев			04.18				
Проверил		Федоришин			04.18				
Н.контр.		Пономаренко			04.18	Схема трассы газопровода высокого давления ГЗ	ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь		

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



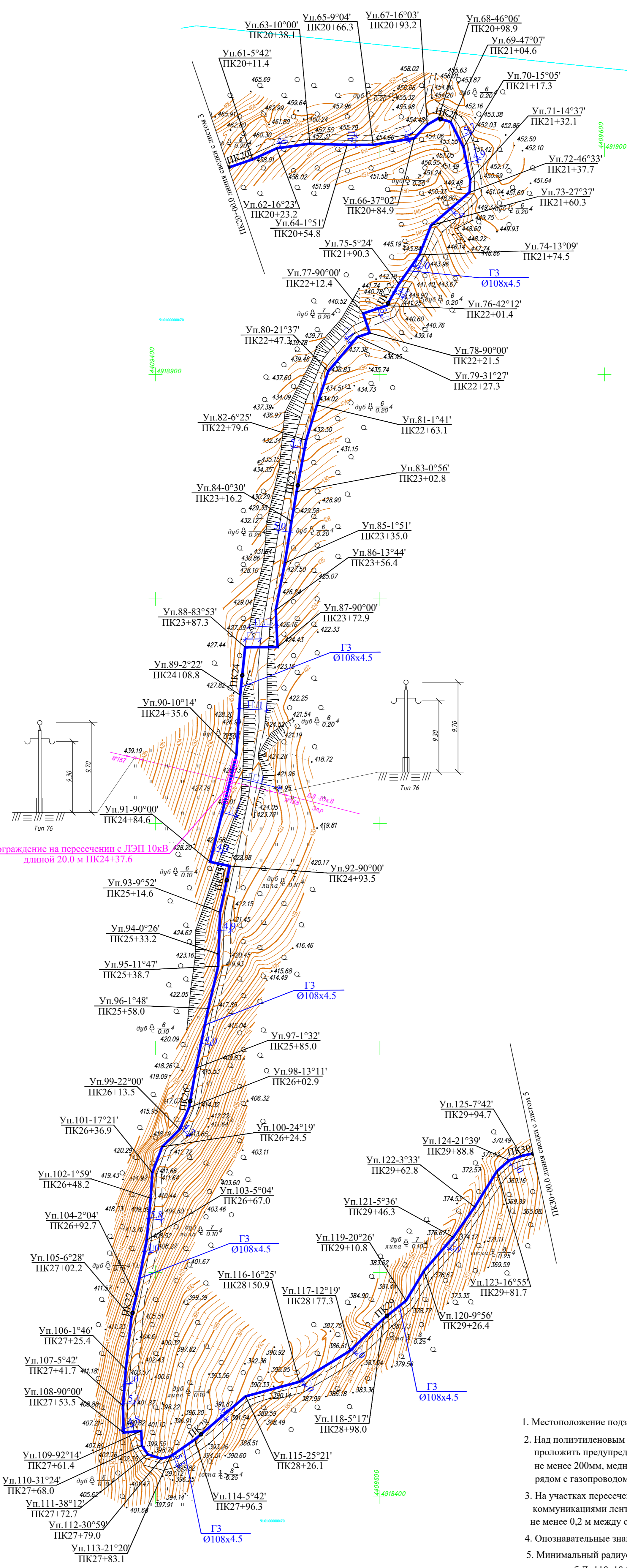
Условные обозначения:

- Проектируемый подземный газопровод среднего давления
- Номер трассы
Диаметр трубопровода и толщина стенки, мм

1. Местоположение подземных коммуникаций уточнить на месте.
2. Над полиэтиленовым газопроводом на высоте 0,2 м от верха присыпанной трубы проложить предупредительную полиэтиленовую ленту желтого цвета шириной не менее 200мм, медный провод сечением 4,0мм с двойной изоляцией проложить рядом с газопроводом.
3. На участках пересечения газопровода высокого давления с подземными инженерными коммуникациями лента должна быть уложена вдоль газопровода дважды на расстояние не менее 0,2 м между собой и на 2 м в обе стороны от пересекаемых коммуникации.
4. Оповестительные знаки (КЖК) установить в местах вывода провода на поверхность земли.
5. Минимальный радиус изгиба трубопровода из полиэтиленовых труб не менее 25 Ди:
 - для труб Ди110х10.0 принят 2.8 м.
6. Концы футляров в местах выхода из земли заделывать:
 - для полиэтиленовой трубы диэлектрическими водонепроницаемыми материалами
 - для стальной трубы лентой ДОНРАД-СТ 450х2.0мм.

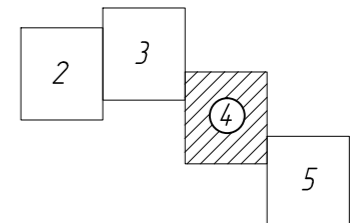
И.В. М. [unreadable]
 [unreadable]
 [unreadable]

91ПР-ОК-ТКР						
"Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление)"						
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Дата	Статус	Лист
ГПИ	Пономаренко	04.18	04.18	04.18	Технологические и конструктивные решения линейного объекта.	3
Проектир.	Шарый	04.18	04.18	04.18	Искусственные сооружения	3
Проектир.	Федорин	04.18	04.18	04.18	Искусственные сооружения	3
Н.контр.	Пономаренко	04.18	04.18	04.18	План трассы газопровода ГЗ№1 ПК10+00.0 - ПК20+00.0 М 1:1000	3



Защитное ограждение на пересечении с ЛЭП 10кВ
длиной 20.0 м ПК24+37.6

Схема расположения смежных листов съемки

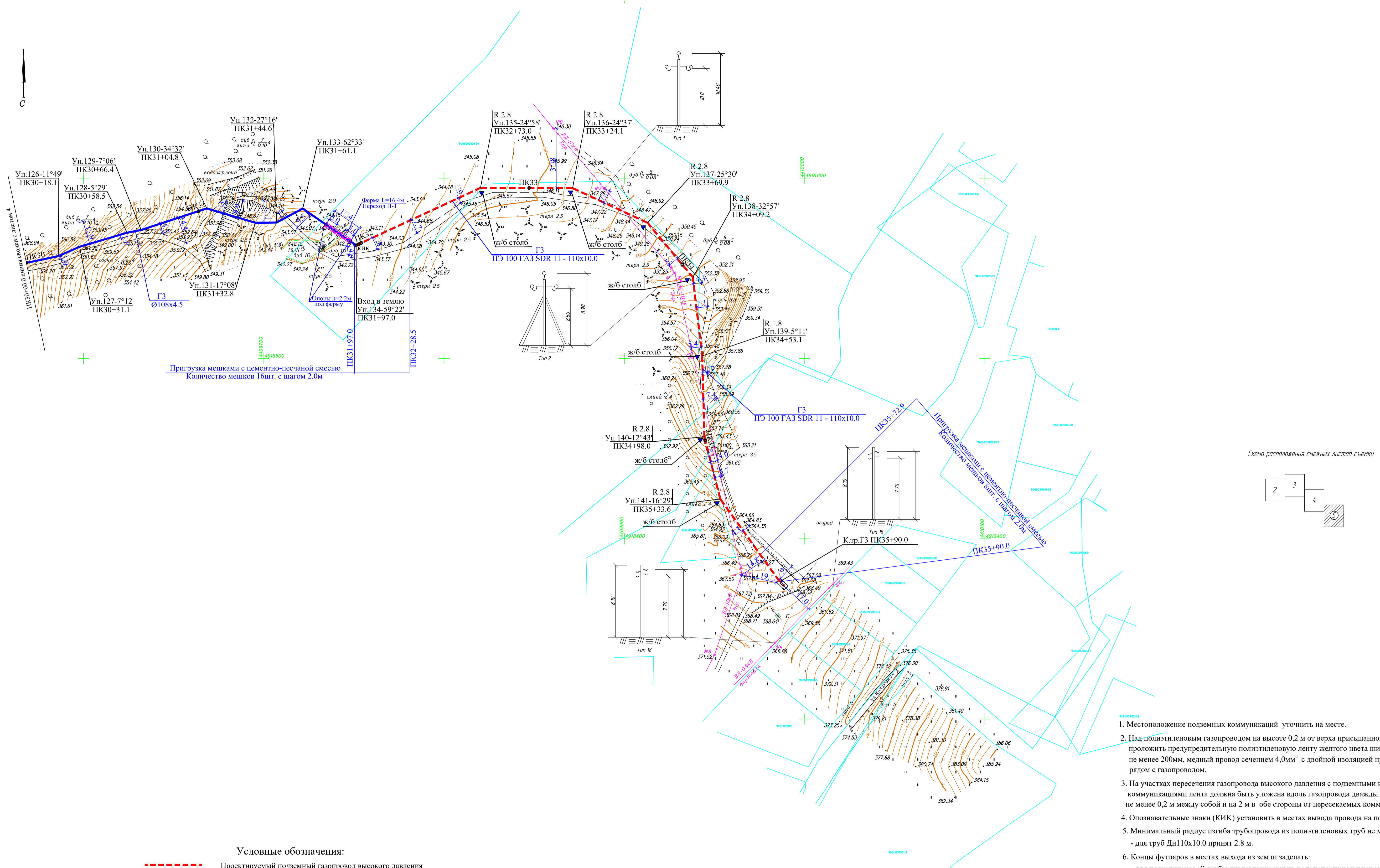


1. Местоположение подземных коммуникаций уточнить на месте.
2. Над полиэтиленовым газопроводом на высоте 0,2 м от верха присыпанной трубы проложить предупредительную полиэтиленовую ленту желтого цвета шириной не менее 200мм, медный провод сечением 4,0мм² с двойной изоляцией проложить рядом с газопроводом.
3. На участках пересечения газопровода высокого давления с подземными инженерными коммуникациями лента должна быть уложена вдоль газопровода дважды на расстояние не менее 0,2 м между собой и на 2 м в обе стороны от пересекаемых коммуникации.
4. Оповестительные знаки (КИК) установить в местах вывода провода на поверхность земли.
5. Минимальный радиус изгиба трубопровода из полиэтиленовых труб не менее 25 Дн:
- для труб Дн110х10.0 принят 2.8 м.
6. Концы футляров в местах выхода из земли заделать:
- для полиэтиленовой трубы диэлектрическими водонепроницаемыми материалами
- для стальной трубы лентой ДОНРАД-СТ 450х2.0мм.

Условные обозначения:
 Проектируемый надземный газопровод высокого давления
 Номер трассы
 Диаметр трубопровода и толщина стенки, мм

91ПР-ОК-ТКР				
"Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление)"				
Изм.	Кол. уч.	Лист № док.	Дата	
ТИП	Пономаренко	04.18	04.18	Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Разработал	Шарый	04.18	04.18	Искусственные сооружения
Проверил	Федоринский	04.18	04.18	П
Н.контр.	Пономаренко	04.18	04.18	Листов 4
План трассы газопровода ГЗ№1 ПК20+00.0 - ПК30+00.0 М 1:1000				ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь

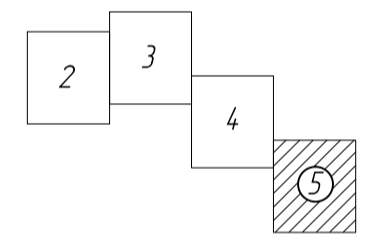
Имя, №, дата, Лист, и дата, Блок, шифр, №



Пригрузка мешками с цементно-песчаной смесью
Количество мешков 16шт. с шагом 2.0м

Пригрузка мешками с цементно-песчаной смесью
Количество мешков 4шт. с шагом 2.0м

Схема расположения смежных листов съемки



Условные обозначения:

- - - - - Проектируемый подземный газопровод высокого давления
- Проектируемый надземный газопровод высокого давления
- ГЗ Номер трассы
- ПЭ 100 ГАЗ SDR 11-110x10.0 Диаметр трубопровода и толщина стенки, мм
- ▼ Оповестительный знак на местности, расположенный справа по ходу движения продукта на расстоянии 1,0м от оси трассы

1. Местоположение подземных коммуникаций уточнить на месте.
2. Над полиэтиленовым газопроводом на высоте 0,2 м от верха присыпанной трубы проложить предупредительную полиэтиленовую ленту желтого цвета шириной не менее 200мм, медный провод сечением 4,0мм² с двойной изоляцией проложить рядом с газопроводом.
3. На участках пересечения газопровода высокого давления с подземными инженерными коммуникациями лента должна быть уложена вдоль газопровода дважды на расстояние не менее 0,2 м между собой и на 2 м в обе стороны от пересекаемых коммуникаций.
4. Оповестительные знаки (КИК) установить в местах вывода провода на поверхность земли.
5. Минимальный радиус изгиба трубопровода из полиэтиленовых труб не менее 25 Дн:
- для труб Дн110x10.0 принят 2.8 м.
6. Концы футляров в местах выхода из земли заделывать:
- для полиэтиленовой трубы диэлектрическими водонепроницаемыми материалами
- для стальной трубы лентой ДОНРАД-СТ 450x2.0мм.

Имя, №, дата, Лист, №, дата, Взам. инв. №

91ПР-ОК-ТКР					
"Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление)"					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Долж.	Дата
Г.И.П.	Пономаренко				04.18
Разработал	Шарый				04.18
Проверил	Федоришин				04.18
Н.контр.	Пономаренко				04.18
				Технологические и конструктивные решения линейного объекта Искусственные сооружения	
				П	5
				Листов	
				ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь	
				М 1:1000	

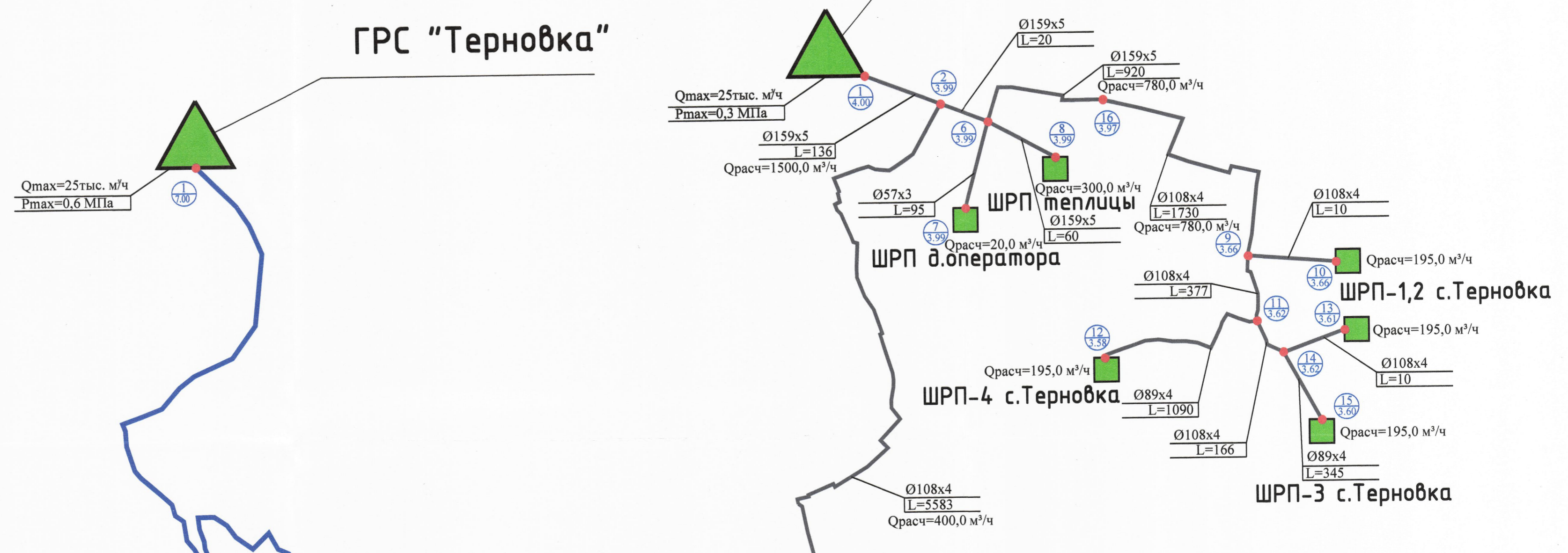
Газопровод высокого давления

N п/п	Исходные данные об участке			РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА		
	Начало	Конiec	Длина	Расход	Давление	Размер
1	1-2	136	1500,0	4,00	3,99	159
2	2-3	5583	400,0	3,99	3,71	108
3	3-4	528	200,0	3,71	3,71	108
4	3-5	458	200,0	3,71	3,71	108
5	2-6	20	1100,0	3,99	3,99	159
6	6-7	95	315,0	3,99	3,99	159
7	6-8	60	780,0	3,99	3,97	159
8	6-16	920	780,0	3,97	3,66	108
9	16-9	1730	780,0	3,66	3,66	108
10	9-10	10	195,0	3,66	3,66	108
11	9-11	377	585,0	3,66	3,62	108
12	11-12	1090	195,0	3,62	3,58	89
13	11-14	166	390,0	3,62	3,61	108
14	14-13	10	195,0	3,61	3,61	108
15	14-15	345	195,0	3,61	3,60	89

Общий расход 1500,0

ГРС "Терновка"

ГРС "Терновка"



Газопровод высокого давления

N п/п	Исходные данные об участке			РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА		
	Начало	Конiec	Длина	Расход	Давление	Размер
1	1-2	19000	12490,0	7,00	5,03	355
2	2-3	260	3185,0	5,03	4,99	200
3	3-30	80	750,0	4,99	4,97	110
4	3-4	1705	2435,0	4,99	4,81	200
5	4-29	150	500,0	4,81	4,80	110
6	4-5	2357	1935,0	4,81	4,65	200
7	5-28	130	200,0	4,65	4,65	110
8	5-6	500	1735,0	4,65	4,63	200
9	6-27	3000	40,0	4,63	4,62	110
10	6-7	2100	1695,0	4,63	4,51	200
11	7-26	130	500,0	4,51	4,50	110
12	7-8	2260	1195,0	4,51	4,45	200
13	8-25	120	100,0	4,45	4,45	110
14	8-9	2800	1095,0	4,45	4,38	200
15	9-24	130	500,0	4,38	4,37	110
16	9-51	100	595,0	4,38	4,38	200
17	51-23	1200	3100,0	4,38	4,16	200
18	51-50	1000	-2505,0	4,38	4,50	200
19	50-33	2800	-8255,0	4,50	4,67	355
20	33-34	120	750,0	4,67	4,64	110
21	33-31	1280	-9005,0	4,67	4,76	355
22	31-32	690	300,0	4,76	4,73	110
23	31-2	3770	-9305,0	4,76	5,03	355
24	50-13	1800	5750,0	4,50	4,44	355
25	13-35	6300	1350,0	4,44	4,21	200
26	35-36	100	850,0	4,21	4,19	125
27	35-37	2700	500,0	4,21	4,16	160
28	13-14	1860	4400,0	4,44	4,41	355
29	14-21	1095	450,0	4,41	4,31	110
30	14-15	1670	3950,0	4,41	4,38	355
31	15-40	940	815,0	4,38	4,36	180
32	15-16	2810	3135,0	4,38	4,35	355
33	16-17	4780	380,0	4,35	4,18	125
34	16-18	1608	2755,0	4,35	4,34	355
35	18-20	100	755,0	4,34	4,34	200
36	18-19	1372	2000,0	4,34	4,34	355

Общий расход 12490,0

Газопровод среднего давления

N п/п	Исходные данные об участке			РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА		
	Начало	Конiec	Длина	Расход	Давление	Размер
1	13-14	432	70,8	4,00	3,98	63

Общий расход 70,8

Газопровод среднего давления

N п/п	Исходные данные об участке			РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА		
	Начало	Конiec	Длина	Расход	Давление	Размер
1	11-12	453	29,5	3,71	3,71	63

Общий расход 29,5

Газопровод среднего давления

N п/п	Исходные данные об участке			РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА		
	Начало	Конiec	Длина	Расход	Давление	Размер
1	5-6	694	23,6	4,00	4,00	63

Общий расход 23,6

Газопровод среднего давления

N п/п	Исходные данные об участке			РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА		
	Начало	Конiec	Длина	Расход	Давление	Размер
1	7-8	727	23,6	4,00	4,00	63

Общий расход 23,6

Газопровод среднего давления

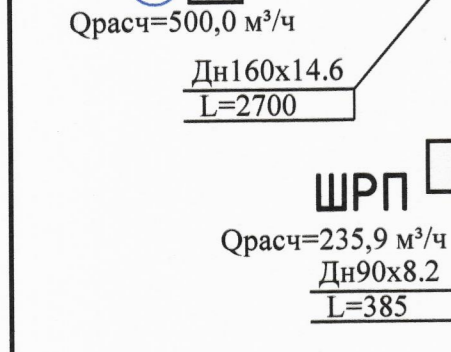
N п/п	Исходные данные об участке			РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА		
	Начало	Конiec	Длина	Расход	Давление	Размер
1	9-10	320	59,0	4,00	3,99	63

Общий расход 59,0

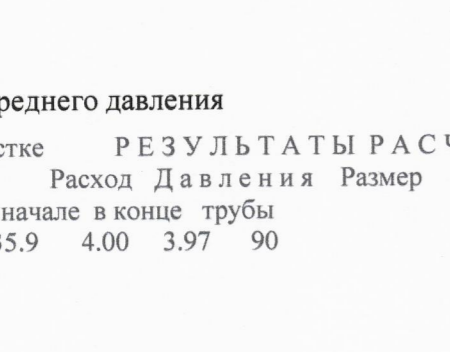
- Условные обозначения:
- существующий газопровод высокого давления 2 категории
 - перспективный газопровод высокого давления 2 категории
 - перспективный газопровод среднего давления
 - ▲ газорегулирующая станция
 - газорегуляционный пункт
 - перспективный газорегуляционный пункт
 - номер точки расчетного участка газопровода
 - абсолютное давление в точке расчетного участка, кг/см²
 - расчетный максимальный часовой расход газа на участке
 - L=1951 - длина участка, в м
 - Pmax-максимальное давление на выходе из ГРС

НАО «СЕВАСТОПОЛЬГАЗ»
 Главный инженер
 «СОГЛАСОВАНО»
 С. А. Сидоркин
 27.03.2018г.
 Подпись

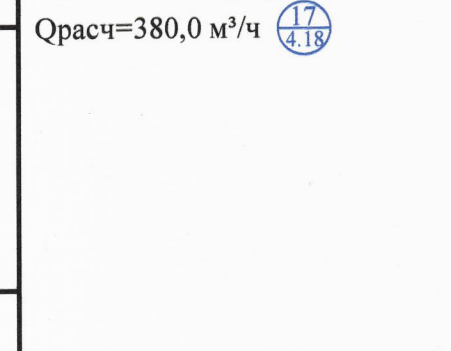
ШРП с.Резервное



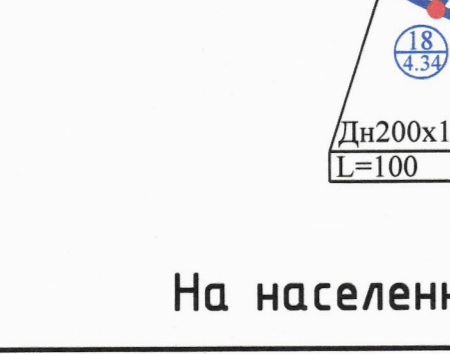
ШРП с.Гончарное



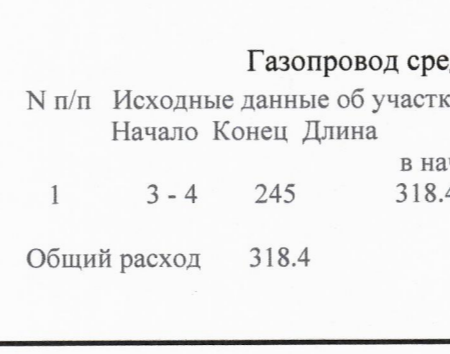
ШРП Батилиман



ШРП с.Ласпи



ШРП с.Кизилово



Газопровод среднего давления

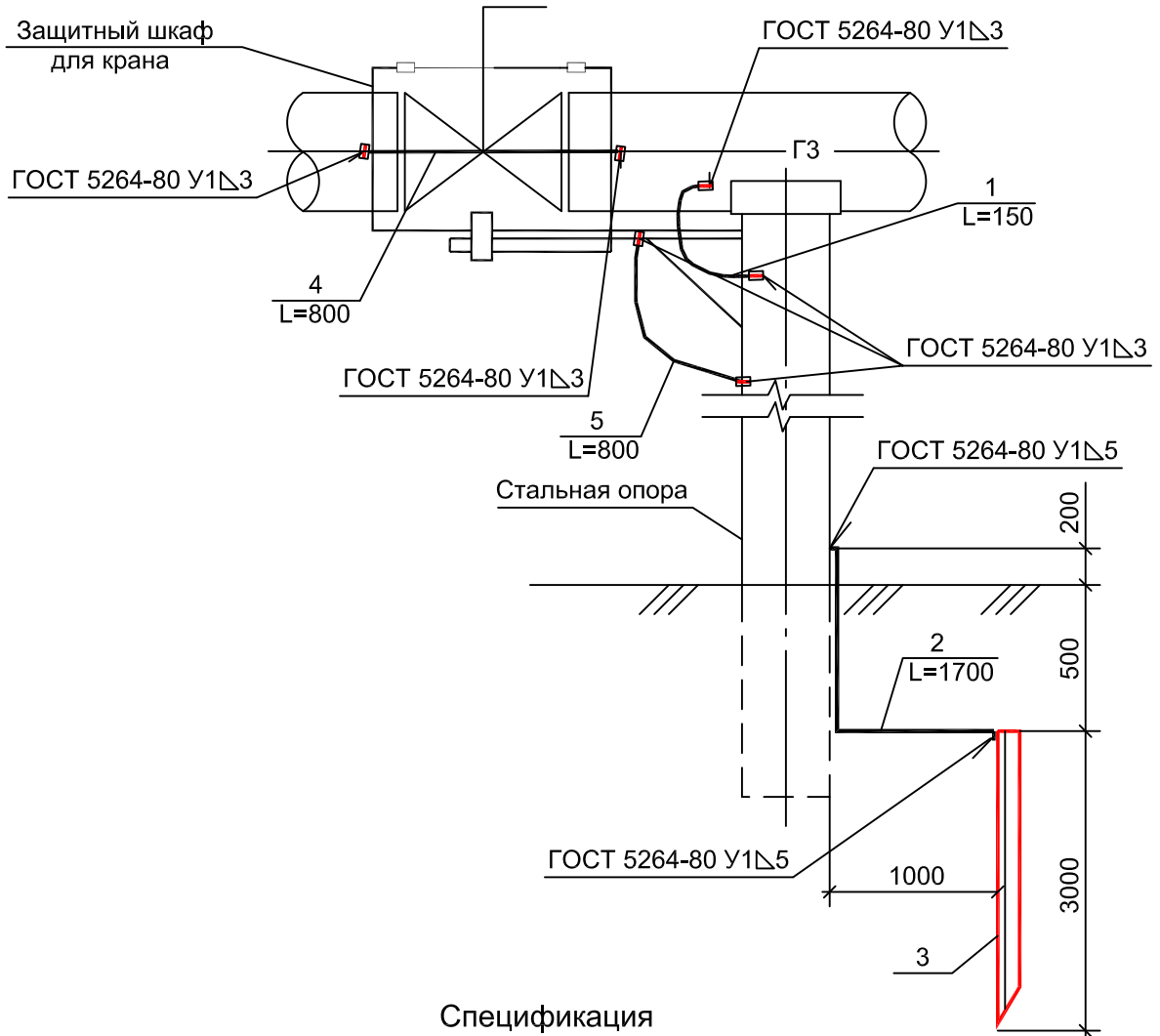
N п/п	Исходные данные об участке			РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА		
	Начало	Конiec	Длина	Расход	Давление	Размер
1	3-4	245	318,4	4,00	3,96	90

Общий расход 318,4

			30/12/17-255-ГР.3		
Схема газоснабжения и гидравлический расчет существующих и перспективных сетей газораспределения высокого и среднего давления, схемы электрохимической защиты подземных стальных газопроводов г. Севастополя, эксплуатируемых ПАО «Севастопольгаз»					
Изм.	Кол. уч.	Лист № док.	Фолд.	Дата	Статус
ГИП	Пономаренко			02.18	Лист
Разработал	Шарый			02.18	2
Проверил	Федоришин			02.18	
Н.контр.	Пономаренко			02.18	
Гидравлическая схема перспективных газопроводов высокого и среднего давления от ГРС "Терновка"				ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь	

На населенные пункты ГРС Веселого (ЮБК)

Изд. №, подл. и дата



Спецификация

Марка, поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примеч.
1	ГОСТ 2590-2006	Круг 10	0,15м	0,617	Количество дано для 1шт заземления
2	ГОСТ 2590-2006	Круг 10	1,7м	0,617	
3	ГОСТ 8509-93	Уголок 63х63х6	3,0м	5,72	
4	ГОСТ 2590-2006	Круг 10	0,8м	0,617	
5	ГОСТ 2590-2006	Круг 10	0,8м	0,617	

1. Сопротивление заземления опор, на которых заземляется газопровод, не нормируется согласно РД 34.21.122-87, глава 8.

2. Длина сварного шва должна быть не менее шести диаметров свариваемых круглых проводников.

91ПР-ОК-ТКР

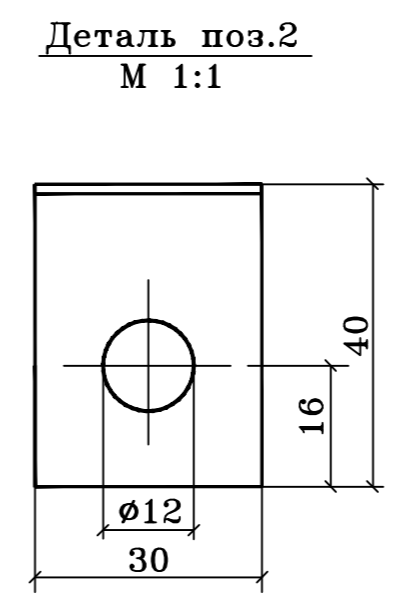
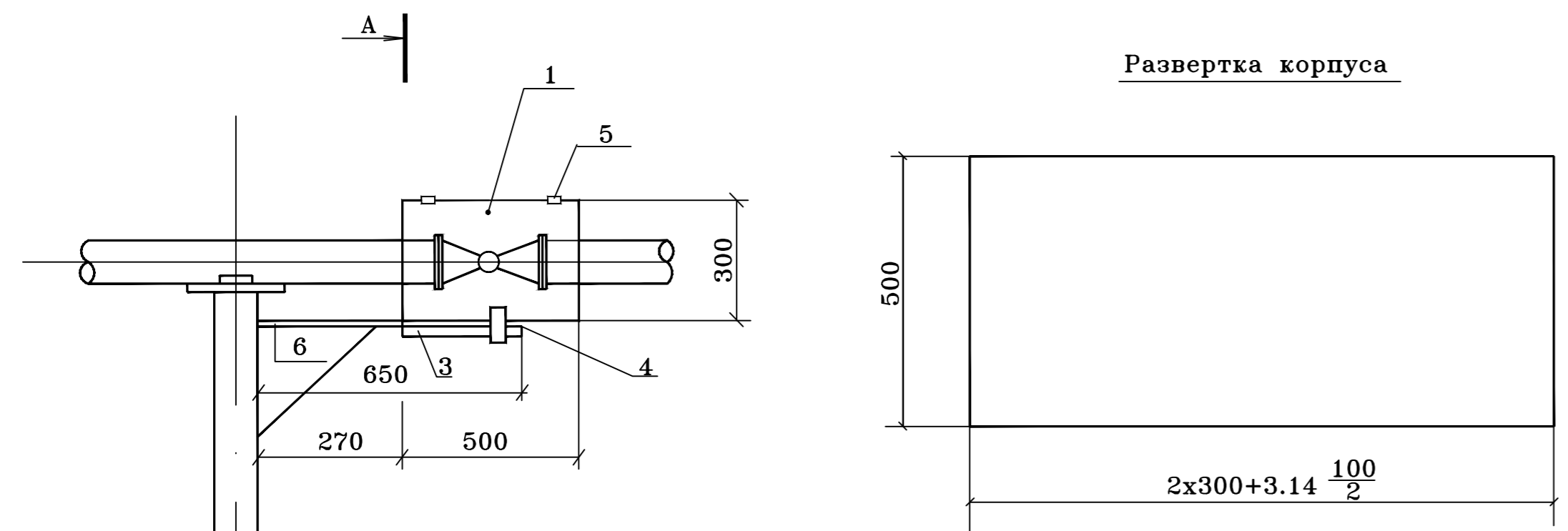
"Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление)"

Изм.	Кол.	Лист	№дк.	Подп.	Дата				
ГИП		Пономаренко		<i>[Signature]</i>	04.18	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Неметлаев		<i>[Signature]</i>	04.18		П	7	
Проверил		Федоришин		<i>[Signature]</i>	04.18				
Н.контр.		Пономаренко		<i>[Signature]</i>	04.18				
Заземление крана Ду100						ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь			

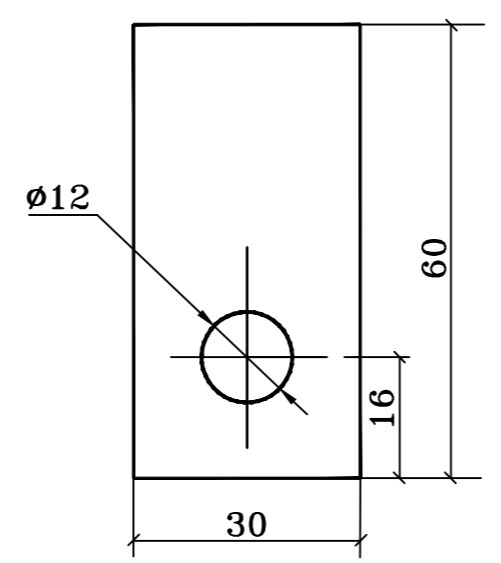
Изнв. № подл. Подп. и дата. Взам. инв. №

Спецификация

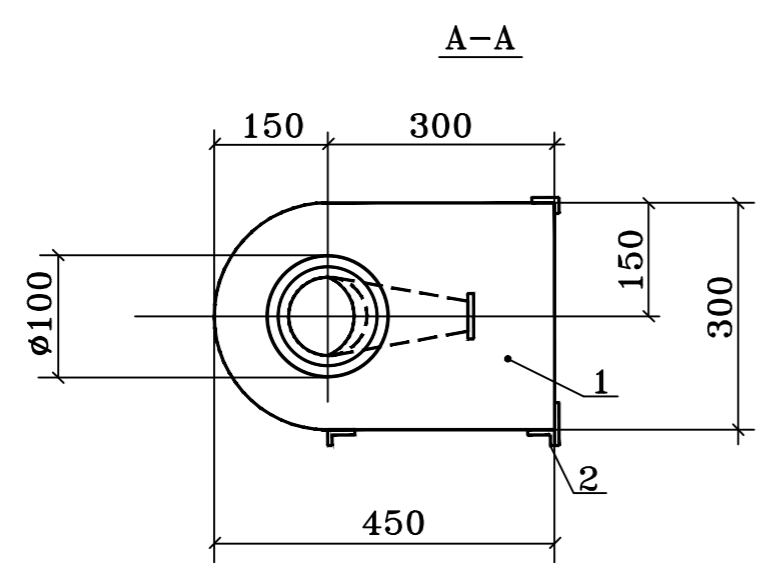
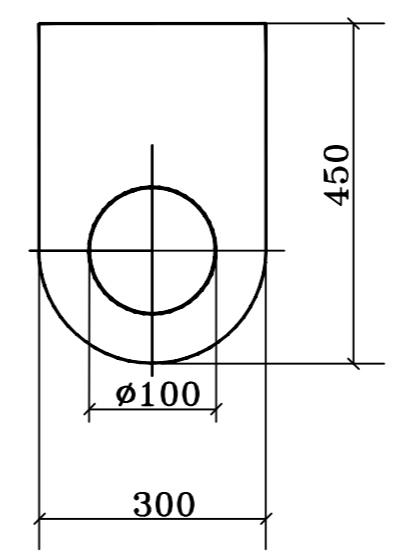
Марка поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса ед.кг	Примечание
1	ГОСТ 19903-74*	Лист 3x1870x500	1	22.05	
2	ДСТУ 2251-93/ ГОСТ 8509-93	Уголок 3x32	0.03	1.5	
3	ДСТУ 2251-93/ ГОСТ 8509-93	Уголок 5x56	0.5	4.5	
4	ГОСТ 19903-74*	Петля	1	0.04	$\bar{\delta}=3$
5	ГОСТ 5088-94	Петля шарнирная	2	0.1	
6	ГОСТ 19903-74*	Косынка	1	0.45	$\bar{\delta}=4$
ИТОГО:				28.74	



**Деталь поз.4
М 1:1**



Днище

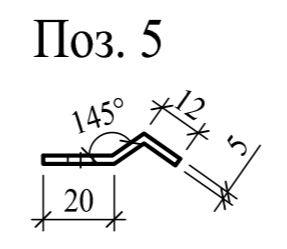
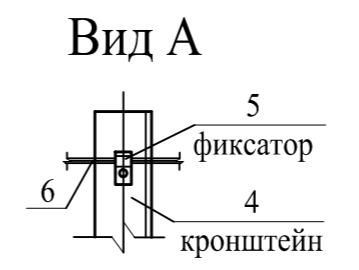
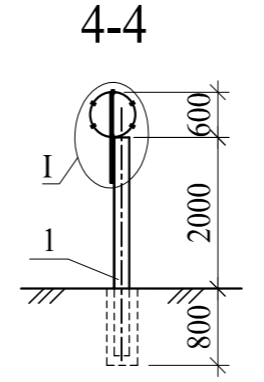
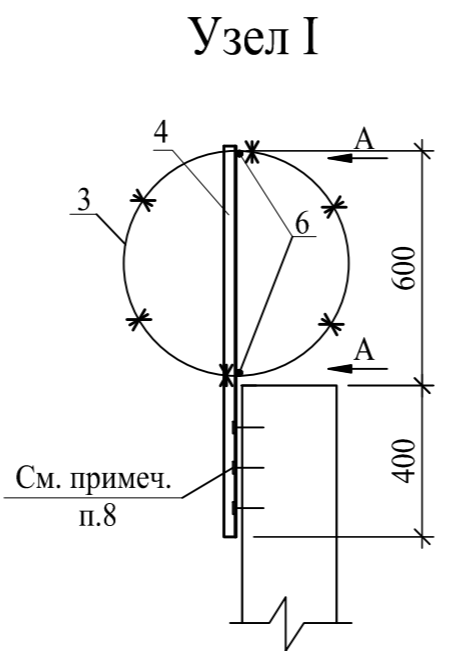
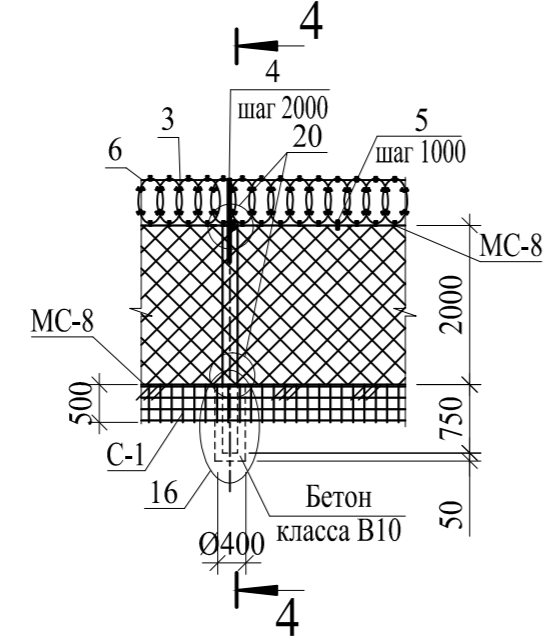
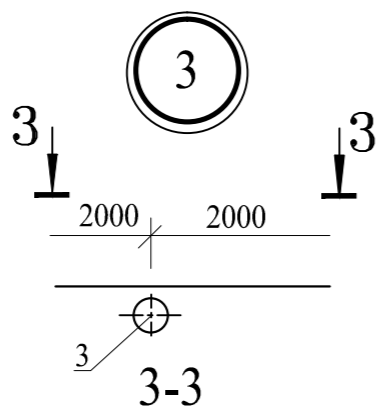
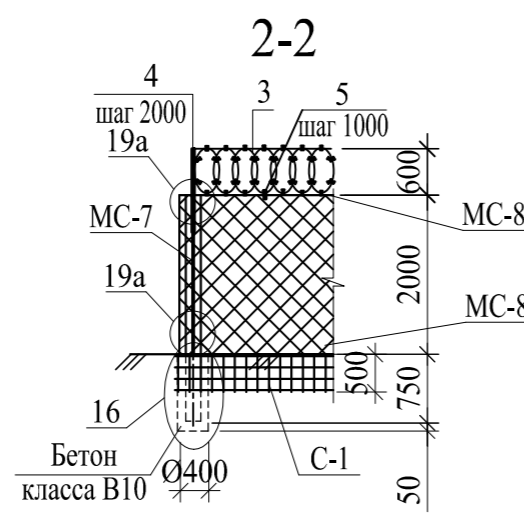
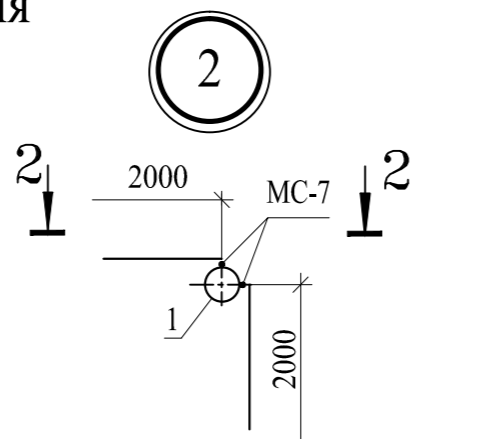
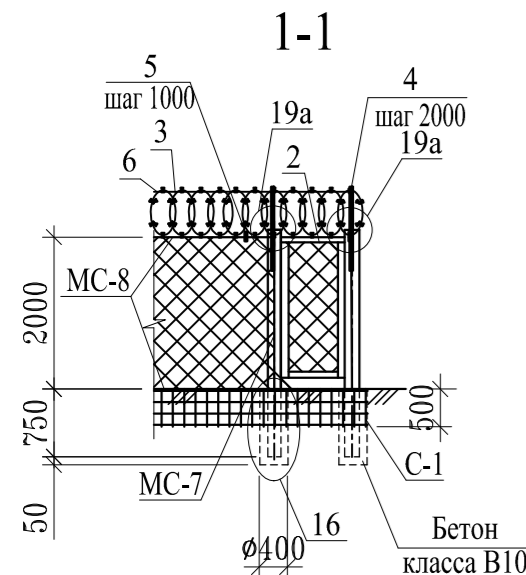
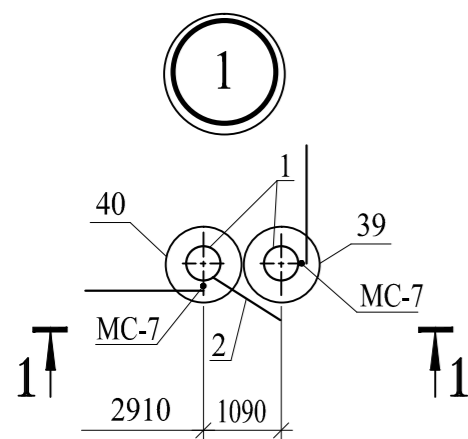
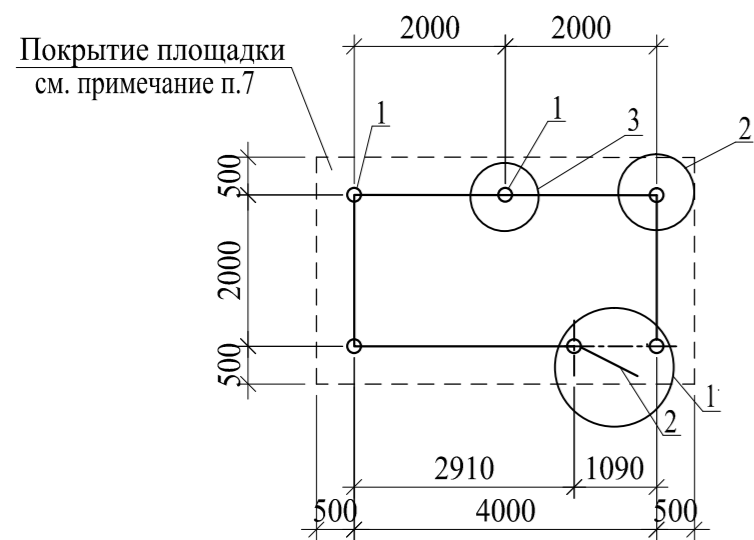


Примечание. Установку кранов Ду100 см. 91ПР-ОК-ТКР лист 2.

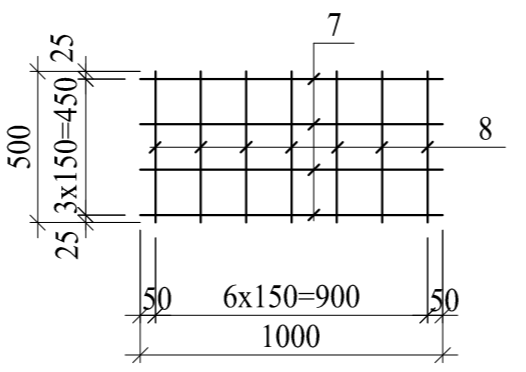
91ПР-ОК-ТКР					
"Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление)"					
Изм.	Кол.	Лист	№дк.	Подп.	Дата
ГИП		Пономаренко			03.18
Разработал		Неметлаев			03.18
Проверил		Федоришин			03.18
Н.контр.		Пономаренко			03.18
				Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	
				Стадия	Лист
				П	8
				Шкафчик для защиты надземного крана Ду100	
				ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь	

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

Схема расположения элементов ограждения надземного крана Ду100



Сетка С-1



Условные обозначения:

▽ обозначение ориентации опоры

- 1 Узлы 16, 19а, 20, 39, 40 смотри серию 3.017-3 вып. 4 (по типу).
- 2 Стойки ограждения устанавливаются в скважины Ø400мм, h=800мм.
- 3 К стойкам ограждения (с обеих сторон) приварить лист толщиной 5мм размерами 120x120мм. Общее количество листов - 12 шт., общим весом - 6,78 кг.
- 4 Ограждение усилено противоподкопным устройством из сварной металлической сетки С-1. Сетку С-1 установить и закрепить в двух точках, совместно со стойками ограждения до схватывания бетона.
- 5 На калитках предусмотреть запирающие устройства под замки для исключения возможности их самопроизвольного открывания.
- 6 На ограждении предусмотреть запрещающие и предупредительные плакаты.
- 7 Покрытие площадки - безыскровое из щебня известняковых пород, исключающих искрообразование при ударах металлическими или каменными предметами, толщина щебеночного покрытия 100 мм.
- 8 Калитку в ограждении в месте притвора оборудовать медными или резиновыми прокладками.
- 9 Сварку металлоконструкций производить по ГОСТ 5264-80* электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75*. Высоту шва принять по наименьшей толщине свариваемых деталей, длину - по контуру прилегания деталей.
- 10 Окраску металлоконструкций ограждения выполнить эмалью ПФ-133 желтого цвета за 2 раза по грунтовке ГФ-0119.
- 11 Кронштейн (уголок поз. 4) прикрепить к стойкам ограждения дюбелями.

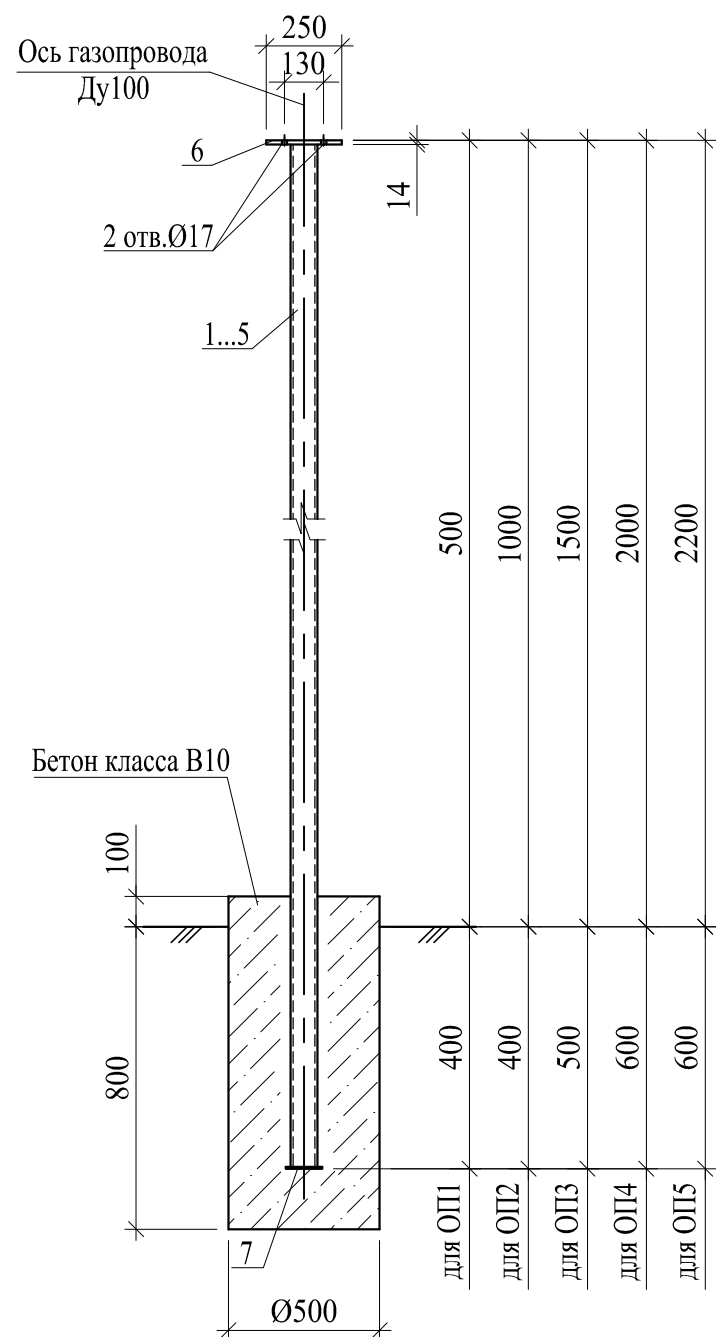
Спецификация элементов на лист

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг	Примеч.
		Ограждение Н=2,0м (по типу М1В)	12,0		м
1		Труба 89х4х2900 ГОСТ 10704-91 Б-10 ГОСТ 10705-80	6	24,33	
2	серия 3.017-3 вып.5	Калитка КМС 0.85х1.8	1	32	
МС-7	серия 3.017-3 вып.4	Соединительный элемент МС-7	8	0,49	
МС-8		Соединительный элемент МС-8	21,82	0,62	м
		Сетка 50-3.0 ГОСТ 5336-80* Н=2,0м	21,82	2,42	м ²
3		СББ "Егоза" 600/10	12,0	-	п.м.
4		Уголок 35х35х4 (ГОСТ 8509-93) L=1000 С245 ГОСТ 27772-88	6	2,10	
5		Полоса 5х20х40 ГОСТ 103-76 ВСт3сп5 ГОСТ 535-88	12	0,03	
6		Провод 2,5-1П-1 ГОСТ 3282-74 10-В-М1-ТВ2 ГОСТ 1050-88	24,0	0,04	п.м.
С-1		Сетка С-1	12,0	18,5	п.м.
7		Ø20 АШ ГОСТ 5781-82 L=1000	4	2,47	
8		Ø20 АШ ГОСТ 5781-82 L=500	7	1,23	
Материалы					
		Бетон класса В10, F100, W8	0,57		заделка м ³
		Щебень	1,50		покрытие м ³

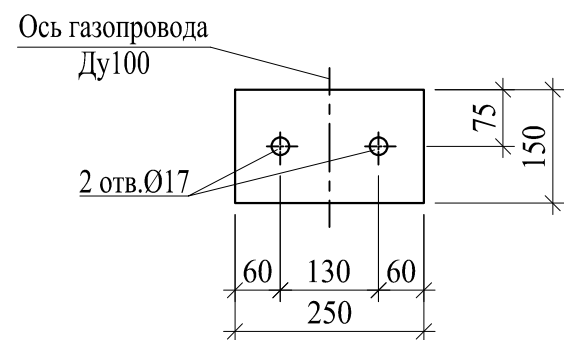
91ПР-ОК-ТКР							
"Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление)"							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
ГИП	Пономаренко				05.18		
Разраб.	Орещенко				05.18		
Проверил	Федоришин				05.18		
Н.контр.	Пономаренко				05.18		
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения					Стадия	Лист	Листов
Схема расположения элементов ограждения надземного крана Ду100					П	10	
ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь							

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

Опоры ОП1...ОП5



Поз. 6



Спецификация элементов на опоры ОП1...ОП5

Поз.	Обозначение	Наименование	Количество на исполнение					Масса ед., кг	Примеч.
			ОП1	ОП2	ОП3	ОП4	ОП5		
1		Труба 89x4 ГОСТ 10704-91 L=2780 B10 ГОСТ 10705-80					1	23,30	
2		Труба 89x4 ГОСТ 10704-91 L=2580 B10 ГОСТ 10705-80				1		21,62	
3		Труба 89x4 ГОСТ 10704-91 L=1980 B10 ГОСТ 10705-80			1			16,59	
4		Труба 89x4 ГОСТ 10704-91 L=1380 B10 ГОСТ 10705-80		1				11,56	
5		Труба 89x4 ГОСТ 10704-91 L=880 B10 ГОСТ 10705-80	1					7,37	
6		Лист 14x250x150 Б-ПН-О ГОСТ 19903-74 C245 ГОСТ 27772-88	1	1	1	1	1	4,12	
7		Лист 6x120x120 Б-ПН-О ГОСТ 19903-74 C245 ГОСТ 27772-88	1	1	1	1	1	0,68	
Итого проката:			12,17	16,36	21,39	26,42	28,10		кг
Итого проката с учетом наплавл. металла 1%			12,29	16,52	21,60	26,68	28,38		кг
<u>Материалы</u>									
Бетон класса B10, F100, W8			0,17	0,17	0,17	0,17	0,17		м ³

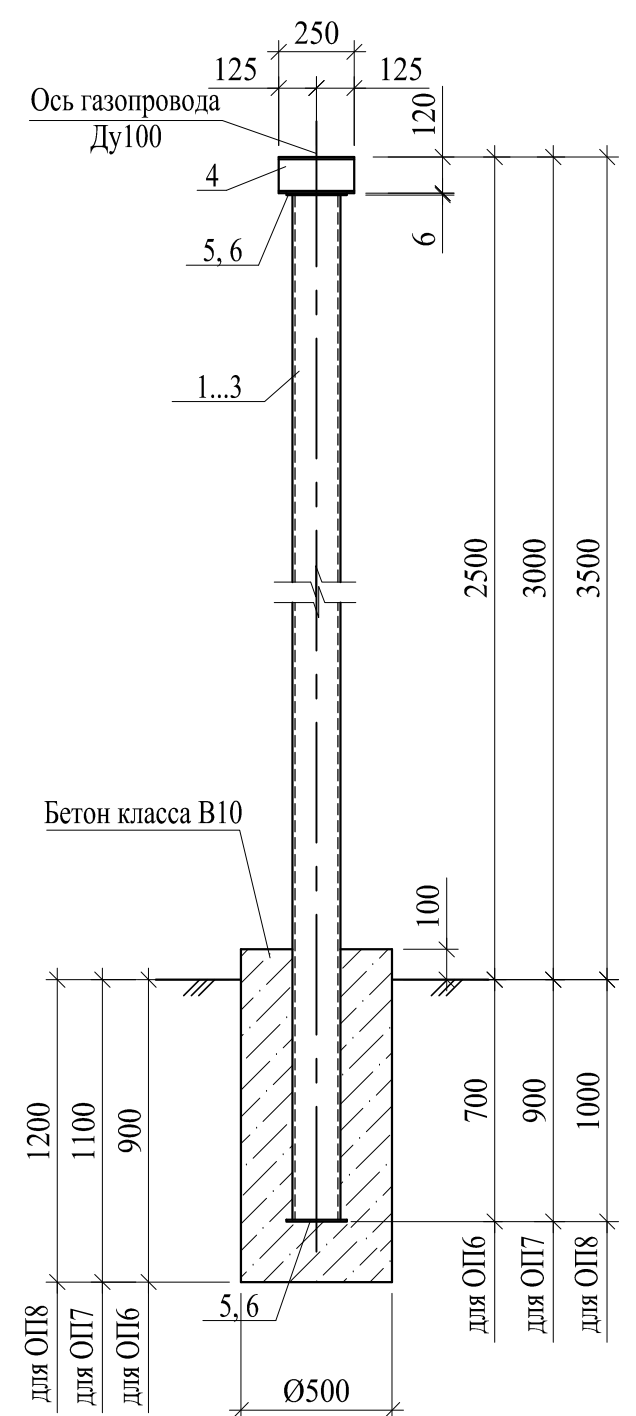
- Общее количество опор: ОП1 - 166 шт., ОП2 - 119 шт., ОП3 - 98 шт., ОП4 - 57 шт., ОП5 - 21 шт.
- Опоры ОП1...ОП5 разработаны под трубы газопровода Ø108x4,5.
- Заделку скважин выполнить бетоном В10, марка бетона по морозостойкости - F100, по водонепроницаемости - W8.
- Сварку металлоконструкций производить по ГОСТ 5264-80* электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75*. Высоту шва принять по наименьшей толщине свариваемых деталей, длину - по контуру прилегания деталей.
- Окрашку металлоконструкций выполнить эмалью ПФ-133 за 2 раза по грунтовке ГФ-0119.

91ПР-ОК-ТКР

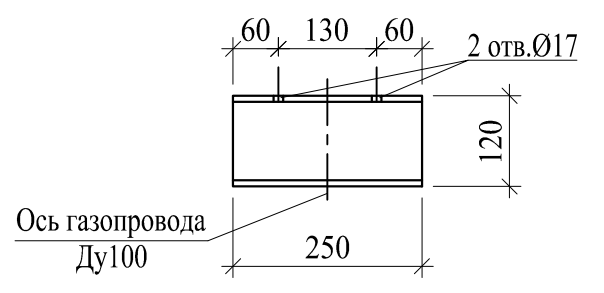
"Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление)"

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Пономаренко			05.18		Опоры ОП1...ОП5	П	12
Разраб.		Орещенко			05.18				
Проверил		Федоришин			05.18				
Н.контр.		Пономаренко			05.18				
							ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь		

Опоры ОП6...ОП8



Поз. 4



Спецификация элементов на опоры ОП6...ОП8

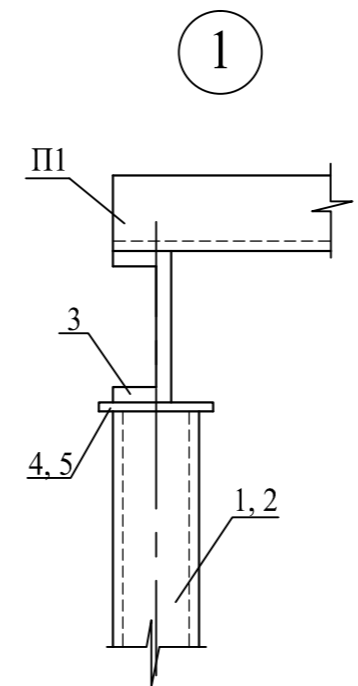
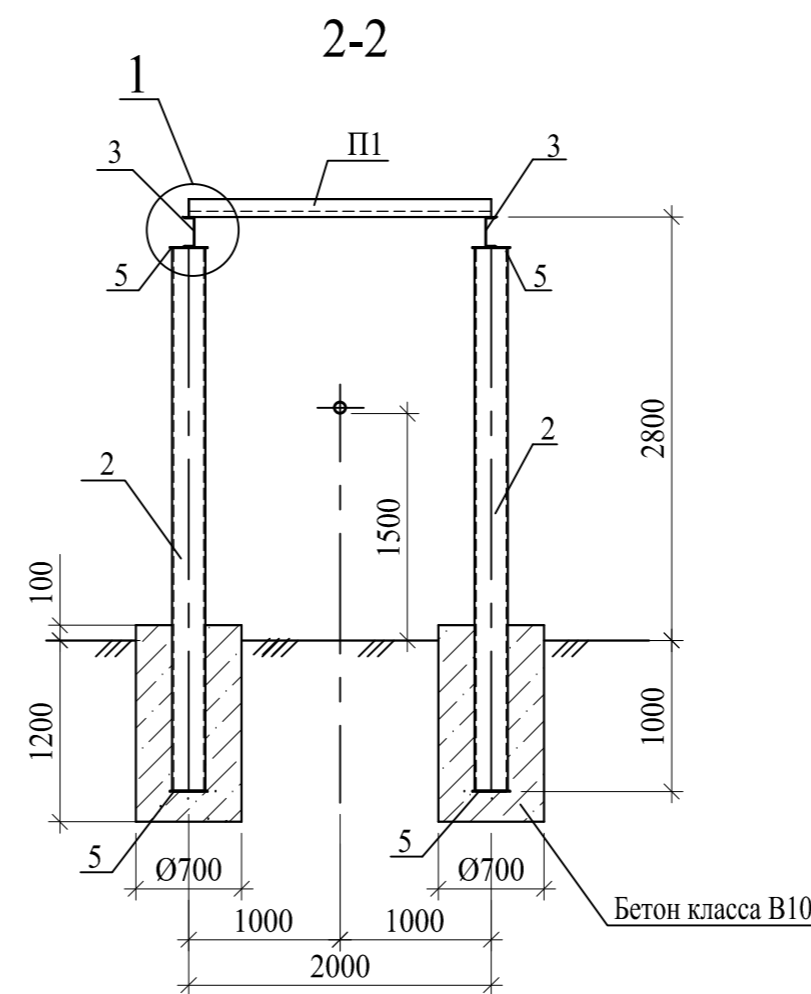
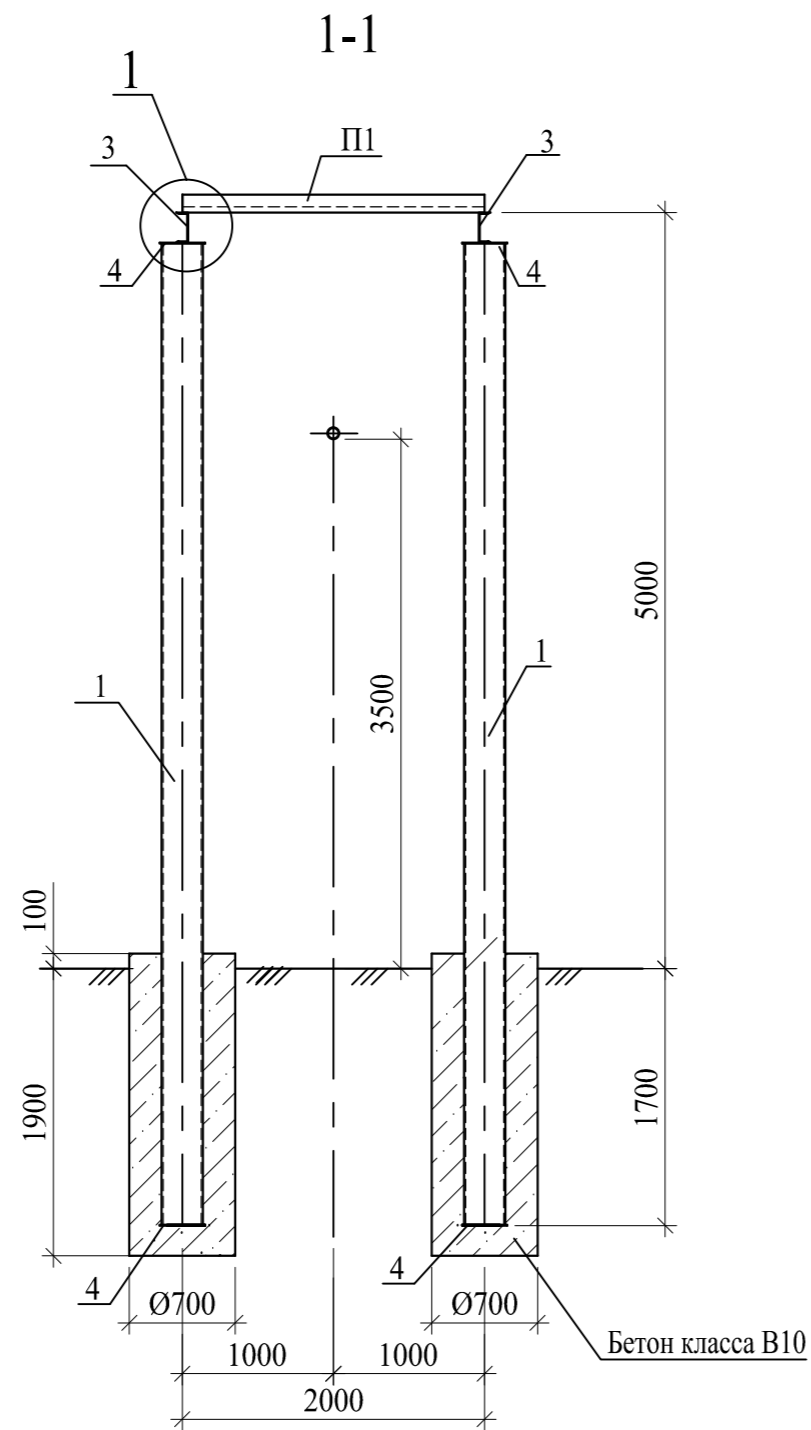
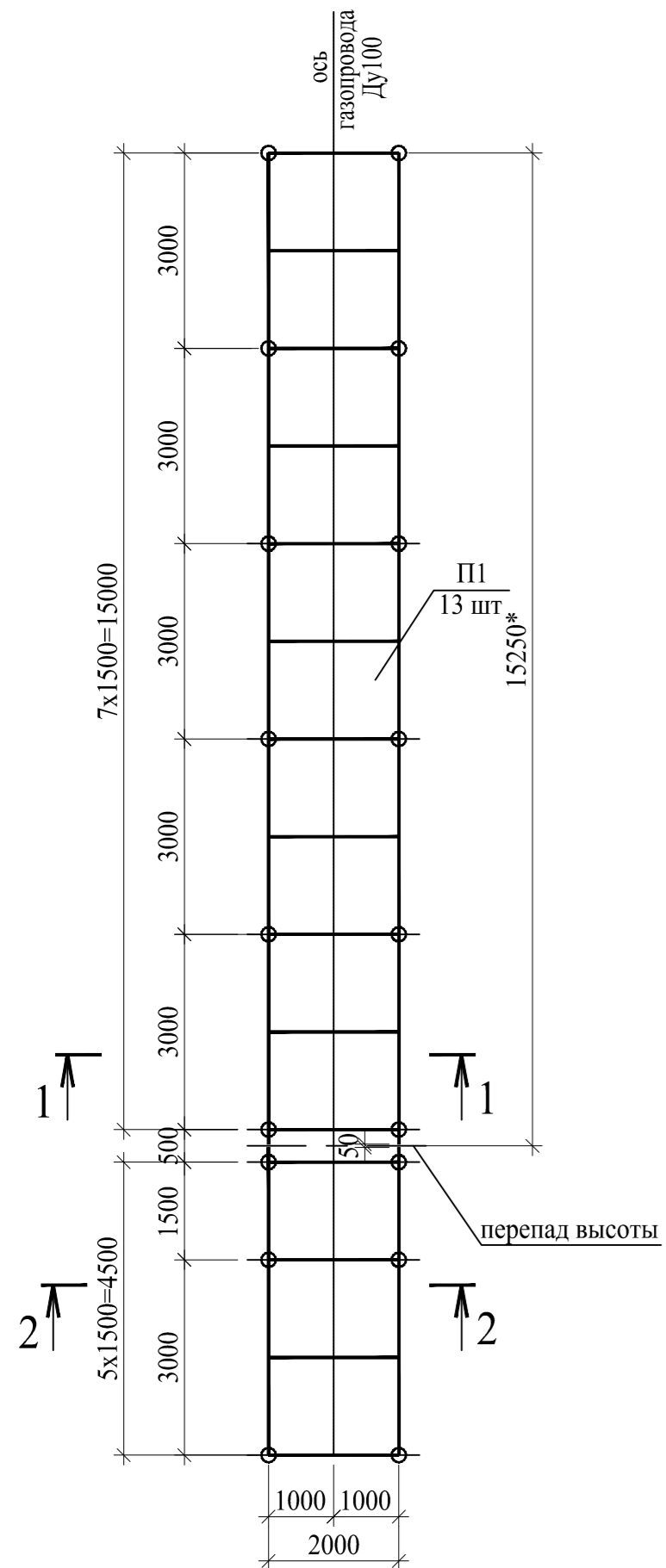
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во на исполн.			Масса ед., кг	Примеч.
			ОП1	ОП2	ОП3		
1		Труба 159x5 ГОСТ 10704-91 В10 ГОСТ 10705-80 L=4370			1	82,99	
2		Труба 159x5 ГОСТ 10704-91 В10 ГОСТ 10705-80 L=3770		1		71,59	
3		Труба 108x4,5 ГОСТ 10704-91 В10 ГОСТ 10705-80 L=3070	1			35,27	
4		Швеллер 12У ГОСТ 8240-97 С245 ГОСТ 27772-88 L=250	1	1	1	2,60	
5		Лист 6x200x200 Б-ПН-О ГОСТ 19903-74 С245 ГОСТ 27772-88		2	2	1,88	
6		Лист 6x150x150 Б-ПН-О ГОСТ 19903-74 С245 ГОСТ 27772-88	2			1,06	
Итого проката:			39,99	77,95	89,35		кг
Итого проката с учетом наплавл. металла 1%			40,39	78,73	90,24		кг
<u>Материалы</u>							
Бетон класса В10, F100, W8			0,19	0,22	0,23		м³

- Общее количество опор: ОП6 - 18 шт., ОП7 - 12 шт., ОП8 - 3 шт.
- Опоры ОП6...ОП8 разработаны под трубы газопровода Ø108x4,5.
- Заделку скважин выполнить бетоном В10, марка бетона по морозостойкости - F100, по водонепроницаемости - W8.
- Сварку металлоконструкций производить по ГОСТ 5264-80* электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75*. Высоту шва принять по наименьшей толщине свариваемых деталей, длину - по контуру прилегания деталей.
- Окраску металлоконструкций выполнить эмалью ПФ-133 за 2 раза по грунтовке ГФ-0119.

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

						91ПР-ОК-ТКР			
						"Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление)"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Пономаренко			05.18		П	13	
Разраб.		Орещенко			05.18				
Проверил		Федоришин			05.18				
Н.контр.		Пономаренко			05.18	Опоры ОП6...ОП8		ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь	

Защитное ограждение газопровода 30-1



Спецификация элементов на ограждение газопровода 30-1

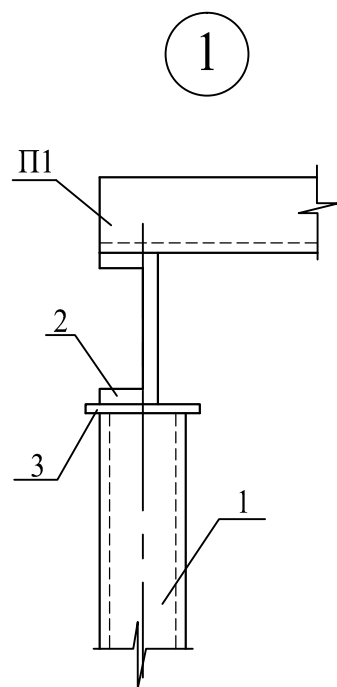
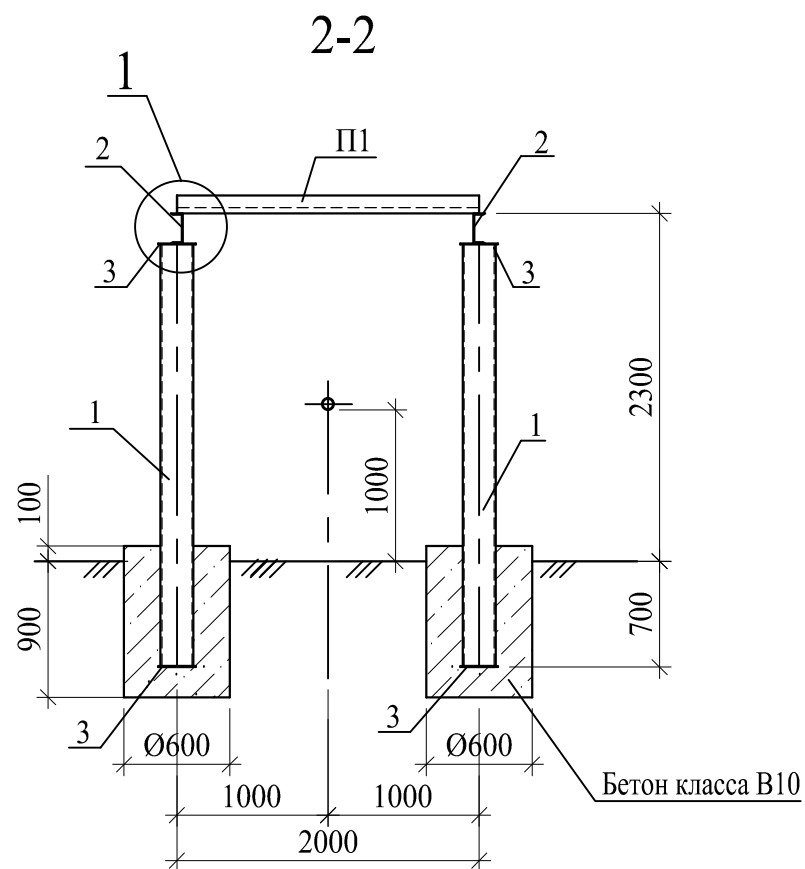
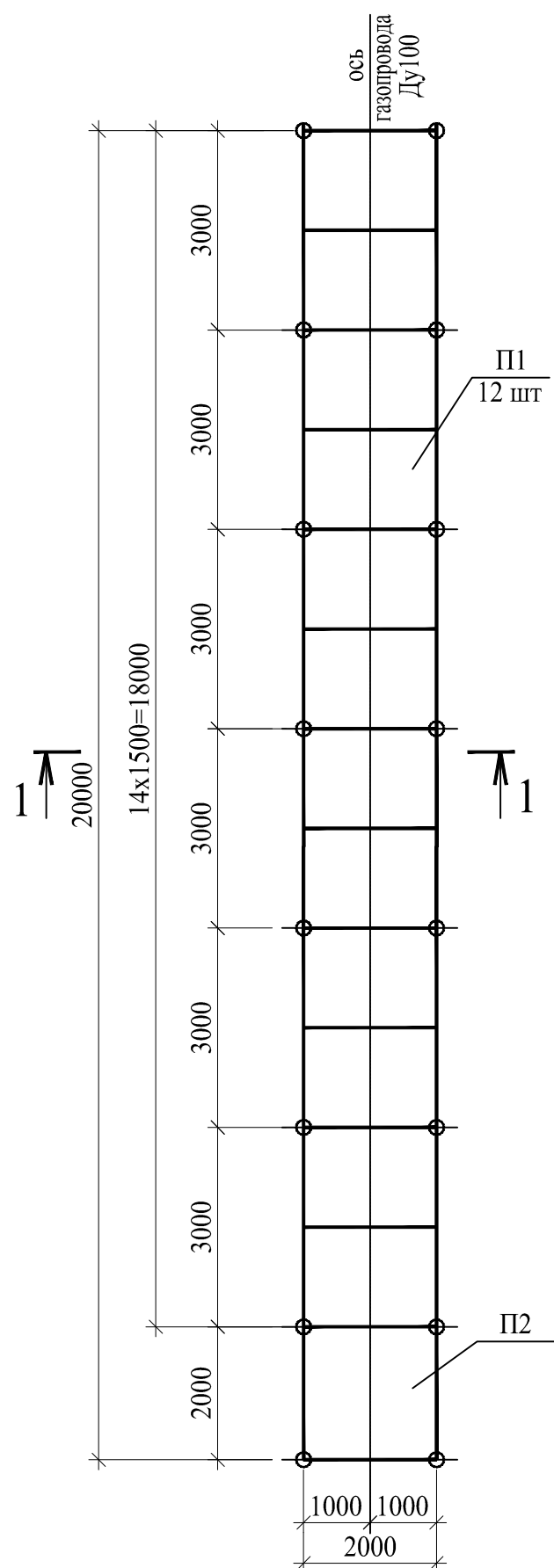
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примеч.
П1	лист 16	Панель ограждения П1	13	92,44	
1		Труба 219x6 ГОСТ 10704-91 Б-10 ГОСТ 10705-80 L=6500	12	204,88	
2		Труба 159x5 ГОСТ 10704-91 Б-10 ГОСТ 10705-80 L=3600	6	68,36	
3		Швеллер 20У ГОСТ 8240-97 С245 ГОСТ 27772-88 L=20300	2	373,52	
4		Лист 6x250x250 Б-ПН-О ГОСТ 19903-74 С245 ГОСТ 27772-88	24	2,94	
5		Лист 6x200x200 Б-ПН-О ГОСТ 19903-74 С245 ГОСТ 27772-88	12	1,88	
Итого проката:			4910,6		кг
Итого проката с учетом наплав. металла 1%			4959,7		кг
Материалы					
		Бетон класса В10, F100, W8	11,3		м³

- * - размер уточнить по месту.
- 1 Схему расположения ограждения смотри 91ПР-ОК-ТКР л.3.
- 2 Заделку скважин выполнить бетоном В10, марка бетона по морозостойкости - F100, марка бетона по водонепроницаемости - W8.
- 3 Сварку металлоконструкций производить по ГОСТ 5264-80* электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75*. Высоту шва принять по наименьшей толщине свариваемых деталей, длину - по контуру прилегания деталей.
- 4 Окраску металлоконструкций выполнить эмалью ПФ-133 за 2 раза по грунтовке ГФ-0119.

91ПР-ОК-ТКР					
"Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление)"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
ГИП		Пономаренко			05.18
Разраб.		Орещенко			05.18
Проверил		Федоришин			05.18
Н.контр.		Пономаренко			05.18
				Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	
				Стадия	Лист
				П	14
				Листов	
				ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь	

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

Защитное ограждение газопровода 30-2



Спецификация элементов на ограждение газопровода 30-2

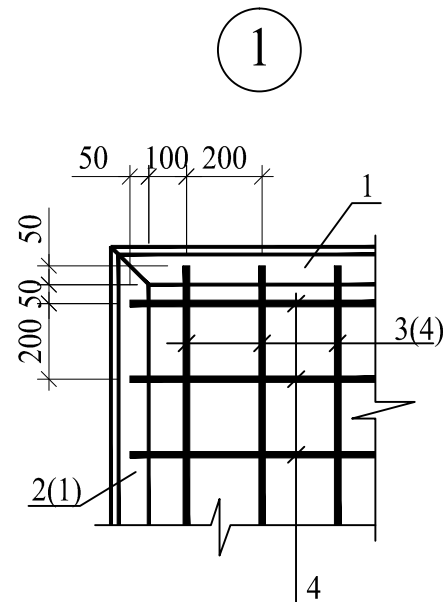
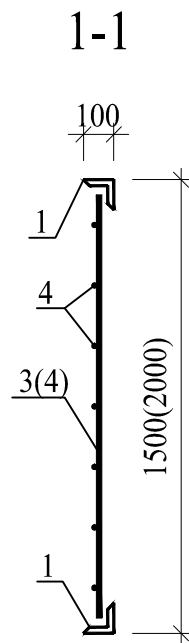
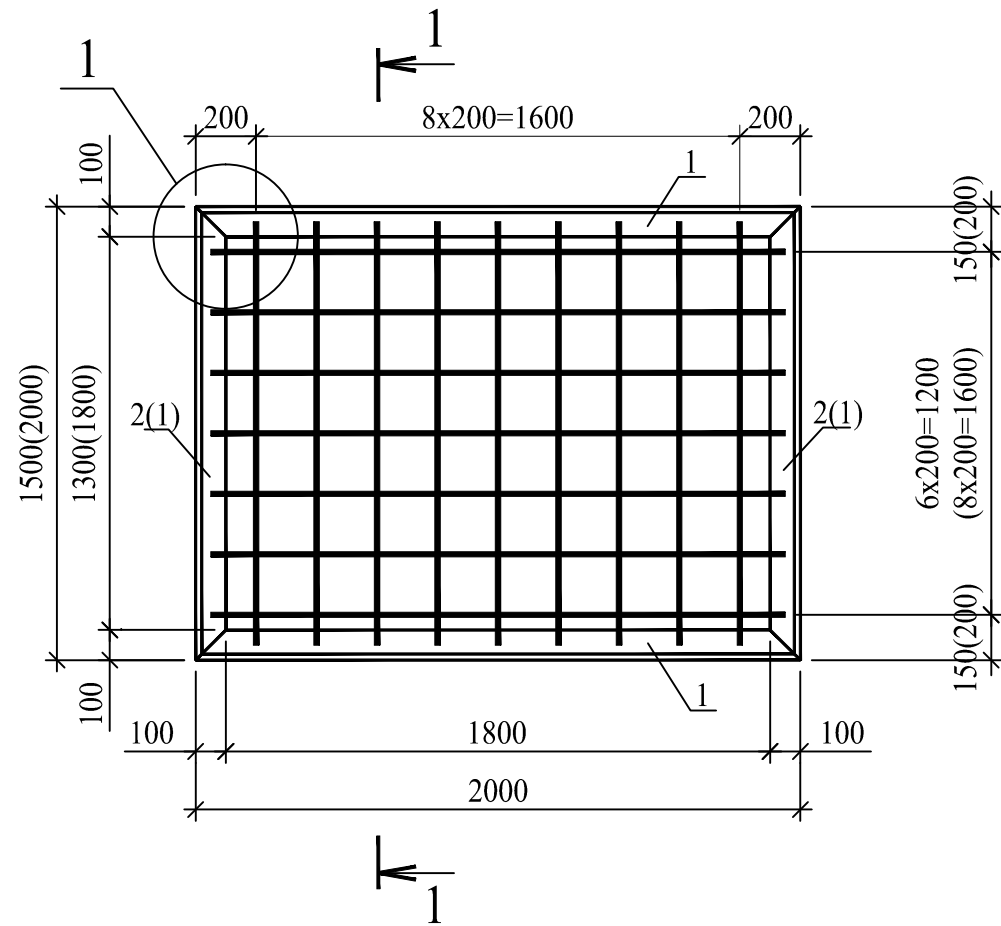
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примеч.
П1	лист 16	Панель ограждения П1	12	92,44	
П2		Панель ограждения П2	1	108,53	
1		Труба 108x4,5 ГОСТ 10704-91 L=2800 Б-10 ГОСТ 10705-80	16	32,17	
2		Швеллер 20У ГОСТ 8240-97 L=20300 С245 ГОСТ 27772-88	2	373,52	
3		Лист 6x150x150 Б-ПН-О ГОСТ 19903-74 С245 ГОСТ 27772-88	32	1,06	
Итого проката:			2513,5		кг
Итого проката с учетом наплавл. металла 1%			2538,6		кг
<u>Материалы</u>					
Бетон класса В10, F100, W8			4,40		м ³

- 1 Схему расположения ограждения смотри 91ПР-ОК-ТКР л.4.
- 2 Заделку скважин выполнить бетоном В10, марка бетона по морозостойкости - F100, марка бетона по водонепроницаемости - W8.
- 3 Сварку металлоконструкций производить по ГОСТ 5264-80* электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75*. Высоту шва принять по наименьшей толщине свариваемых деталей, длину - по контуру прилегания деталей.
- 4 Окраску металлоконструкций выполнить эмалью ПФ-133 за 2 раза по грунтовке ГФ-0119.

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

91ПР-ОК-ТКР					
"Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление)"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
ГИП		Пономаренко			05.18
Разраб.		Орещенко			05.18
Проверил		Федоришин			05.18
Н.контр.		Пономаренко			05.18
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения				Стадия	Лист
Защитное ограждение газопровода 30-2 (на ПК24+37,6-ПК24+57,6)				П	15
ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь				Листов	

Панель ограждения П1 (П2)



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг	Примеч.
Панель ограждения П1:					
1		Уголок 100x100x7 ГОСТ 8509-93 С245 ГОСТ 27772-88 L=2000	2	21,6	
2		Уголок 100x100x7 ГОСТ 8509-93 С245 ГОСТ 27772-88 L=1500	2	16,2	
3		Ø10AI ГОСТ 5781-82 L=1400	9	0,86	
4		Ø10AI ГОСТ 5781-82 L=1900	7	1,17	
Итого проката:			91,53		кг
Итого проката с учетом наплавл. металла 1%			92,44		кг
Панель ограждения П2:					
1		Уголок 100x100x7 ГОСТ 8509-93 С245 ГОСТ 27772-88 L=2000	4	21,6	
4		Ø10AI ГОСТ 5781-82 L=1900	18	1,17	
Итого проката:			107,46		кг
Итого проката с учетом наплавл. металла 1%			108,53		кг

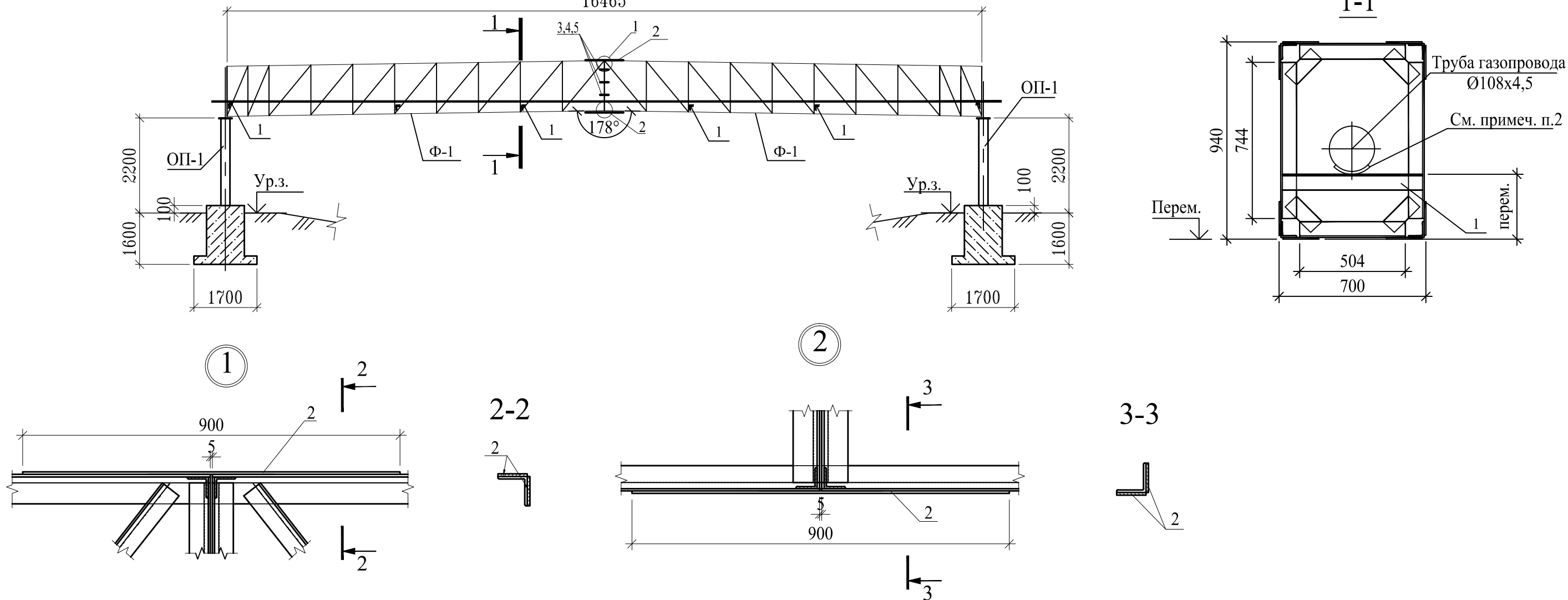
- 1 Позиции в скобках даны для панели ограждения П2.
- 2 Сварку металлоконструкций производить по ГОСТ 5264-80* электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75*. Высоту шва принять по наименьшей толщине свариваемых деталей, длину - по контуру прилегания деталей.
- 3 Окраску металлоконструкций выполнить эмалью ПФ-133 за 2 раза по грунтовке ГФ-0119.

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

91ПР-ОК-ТКР					
"Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление)"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
ГИП		Пономаренко			05.18
Разраб.		Орещенко			05.18
Проверил		Федоришин			05.18
Н.контр.		Пономаренко			05.18
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения				Стадия	Лист
Панель ограждения П1 (П2)				П	16
				ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь	

Переход ПМ1

16465



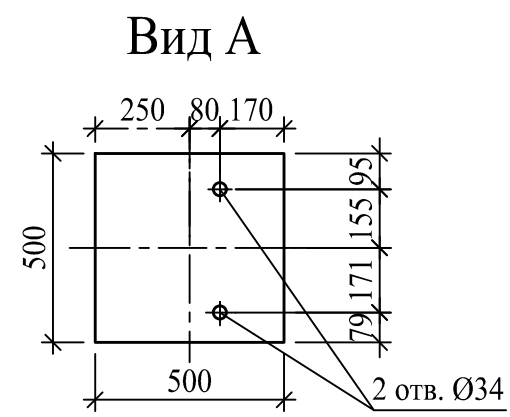
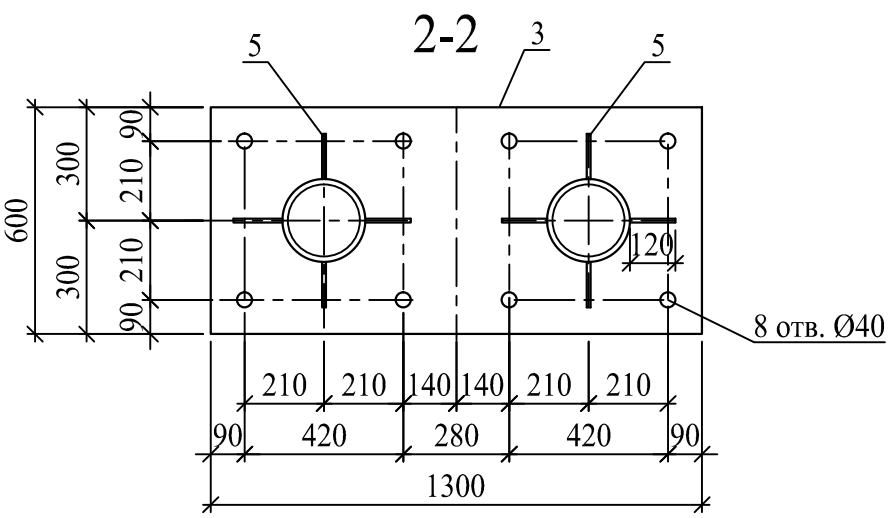
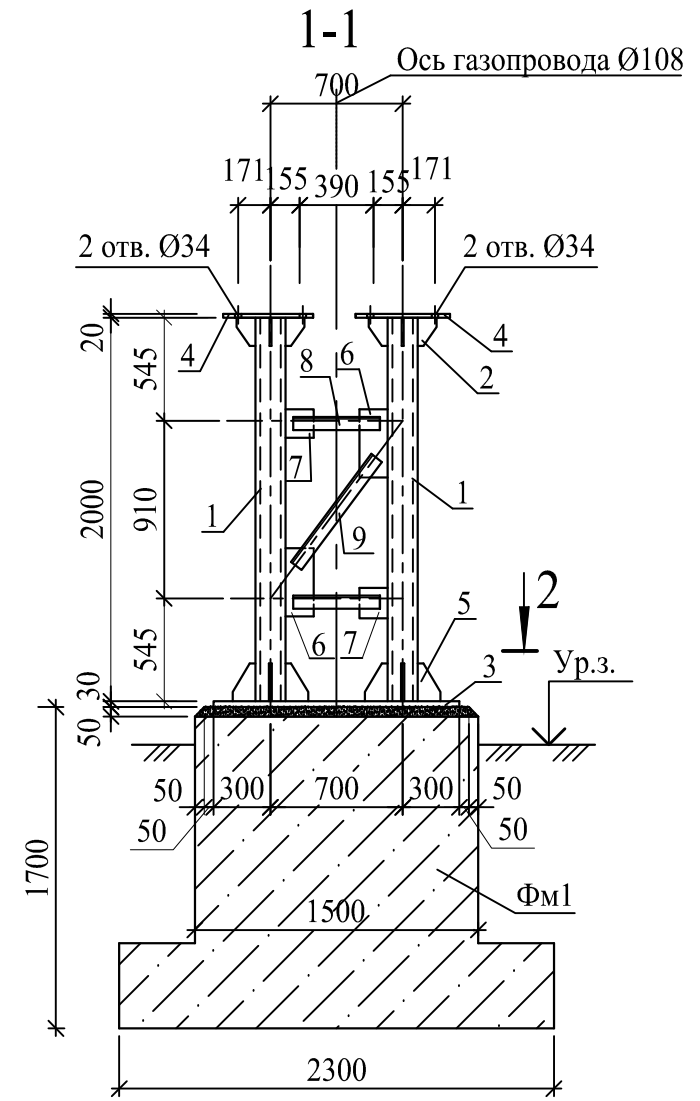
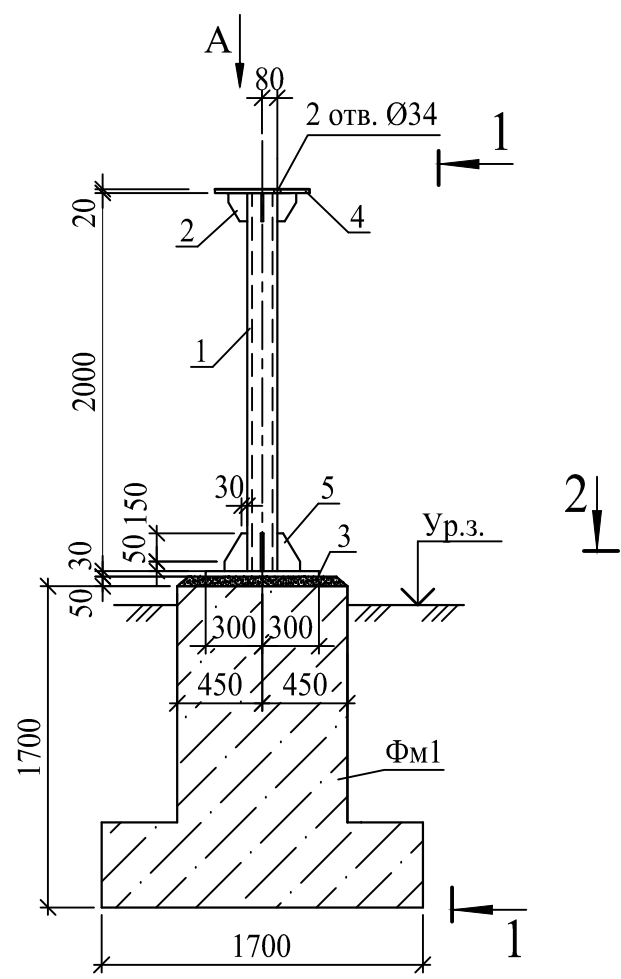
Спецификация элементов на переход ПМ1

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примеч.
1		Уголок $\frac{75 \times 75 \times 6 \text{ ГОСТ } 8509-93}{C245 \text{ ГОСТ } 10705-80}$ L=660	6	4,55	
2		Лист $\frac{10 \times 100 \times 900 \text{ ГОСТ } 19903-74}{C245 \text{ ГОСТ } 10705-80}$	4	7,06	
3		Болт М16х500 ГОСТ 1759.4-87	6	1,02	
4		Гайка М16 ГОСТ 5915-70*	12	0,04	
5		Шайба б=4 Ø 30 ГОСТ 18123-82*	6	0,01	
Ф-1	лист 20, 21	Ферма Ф-1	2	815,3	
ОП-1	лист 18	Опора ОП-1	2	395,55	

- 1 Опорная часть в сечении показана условно.
- 2 Сварку металлоконструкций производить по ГОСТ 5264-80 электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75. Высоту шва принять по наименьшей толщине свариваемых деталей, длину - по контуру прилегания деталей.
- 3 Металлические конструкции должны поставляться на строительную площадку погрунтованными.
- 4 Окраску металлоконструкций выполнить двумя слоями эмали ПФ-133 по ГОСТ 926-82 по слою грунтовки ГФ-0119 по ТУ 6-10-1399-77. Общая толщина покрытия 60 мкм.
- 5 При соединении двух ферм стационарными болтами предусмотреть строительный подъем - 150 мм.

91ПР-ОК-ТКР					
"Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление)"					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
ГИП		Пономаренко			05.18
Разраб.		Орещенко			05.18
Проверил		Федоришин			05.18
Н.контр.		Пономаренко			05.18
				Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	
				Стадия Лист Листов	
				П 17	
				ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь	

Опора ОП-1



Спецификация элементов на опору ОП-1

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примеч.
Фм1	лист 19	Фундамент Фм1	2		
ОП-1		Опора ОП-1:			
1		Труба 159x5 ГОСТ 10704-91 Б-10 ГОСТ 10705-80 L=2000	2	37,98	
2		Лист 10x100x150 Б-ПН-О ГОСТ 19903-74 С245 ГОСТ 27772-88	8	1,18	
3		Лист 30x600x1300 Б-ПН-О ГОСТ 19903-74 С245 ГОСТ 27772-88	1	183,7	
4		Лист 20x500x500 Б-ПН-О ГОСТ 19903-74 С245 ГОСТ 27772-88	2	39,25	
5		Лист 16x120x200 Б-ПН-О ГОСТ 19903-74 С245 ГОСТ 27772-88	8	3,01	
6		Лист 8x150x360 Б-ПН-О ГОСТ 19903-74 С245 ГОСТ 27772-88	2	3,39	
7		Лист 8x150x150 Б-ПН-О ГОСТ 19903-74 С245 ГОСТ 27772-88	2	1,41	
8		Уголок 70x70x6-В ГОСТ 8509-93 С245 ГОСТ 27772-88 L=460	2	2,94	
9		Уголок 70x70x6-В ГОСТ 8509-93 С245 ГОСТ 27772-88 L=700	1	4,47	
Итого проката с учетом наплавленного металла 1%			395,55		кг

- 1 Схему расположения опор следует смотреть лист 17.
- 2 Ферма и труба газопровода на опоре условно не показаны.
- 3 Сварку металлоконструкций производить по ГОСТ 5264-80 электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75. Высоту шва принять по наименьшей толщине свариваемых деталей, длину - по контуру прилегания деталей.
- 4 Металлические конструкции должны поставляться на строительную площадку погрунтованными.
- 5 Окраску металлоконструкций выполнить двумя слоями эмали ПФ-133 по ГОСТ 926-82 по слою грунтовки ГФ-0119 по ТУ 6-10-1399-77. Общая толщина покрытия 60 мкм.

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
ГИП		Пономаренко		<i>[Signature]</i>	05.18
Разраб.		Орещенко		<i>[Signature]</i>	05.18
Проверил		Федоришин		<i>[Signature]</i>	05.18
Н.контр.		Пономаренко		<i>[Signature]</i>	05.18

91ПР-ОК-ТКР

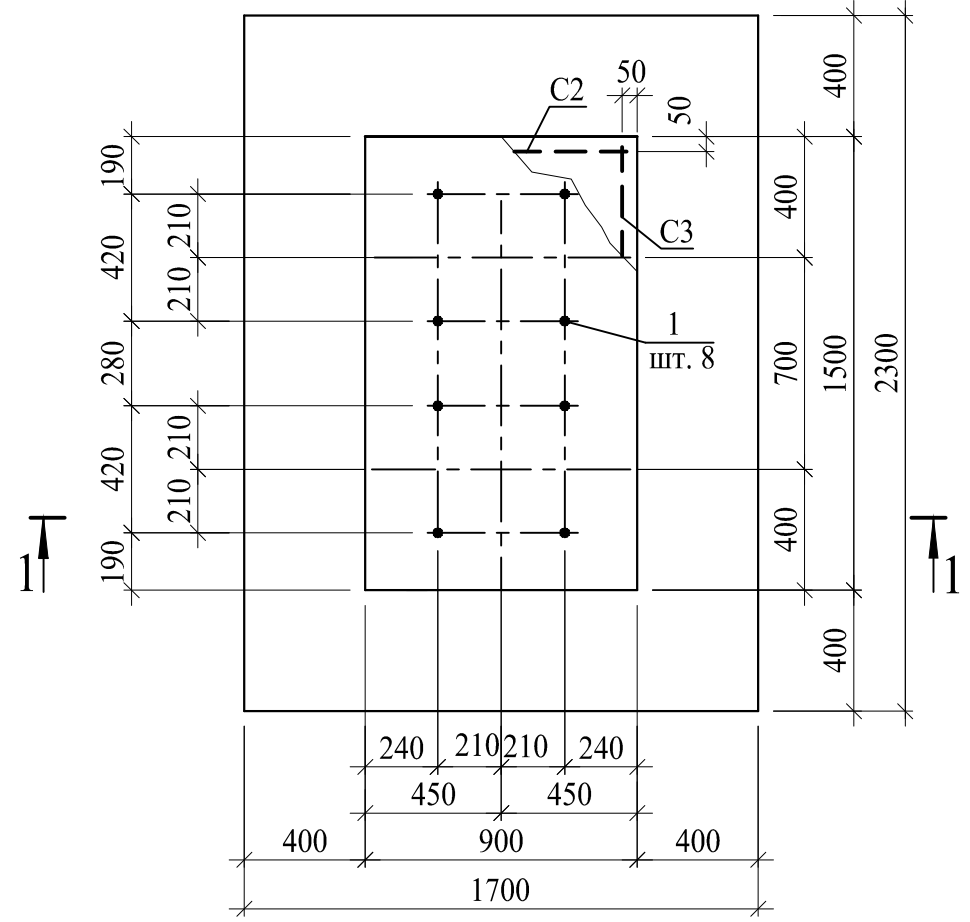
"Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление)"

Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
	П	18	

Опора ОП-1

ООО "СимИнжГаз"
г. Симферополь

Фундамент Фм1



Поз.2

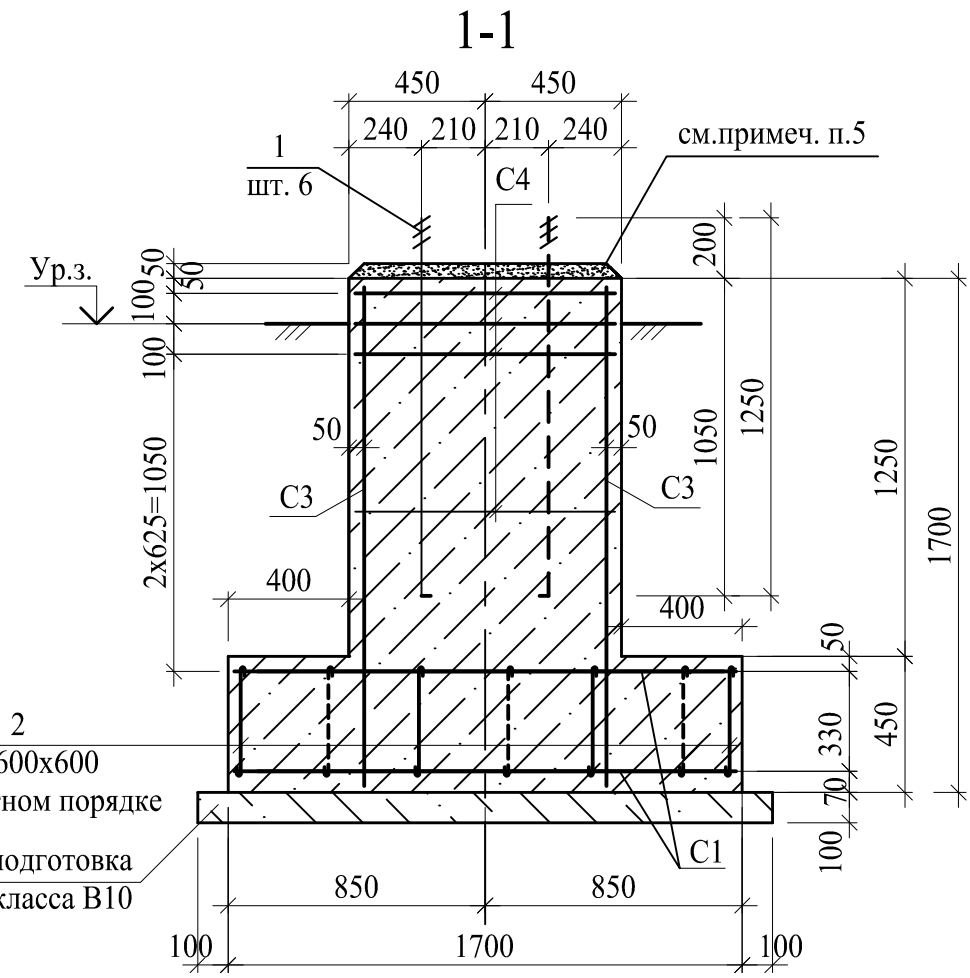


Спецификация элементов на фундамент Фм1

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
C1	ГОСТ 23279-2012	Сетка 2С 20АIII-200 165x225 25/25	2	98,76	
C2		Сетка 2С 12АIII-200 85x165 25/25	2	14,12	
C3		Сетка 2С 12АIII-200 145x165 25/25	2	23,31	
C4		Сетка 2С 12АIII-200 85x145 25/25	4	12,48	
1	ГОСТ 24379.1-2012	Болт 1.1 М 30x1000 ВСт3пс2	8	6,77	
2		Ø10 АI ГОСТ 5781-82 L=450	24	0,28	
Материалы					
		Бетон класса В15, F100, W8	3,45		Фундамент, м3
		Бетон класса В10, F100, W8	0,48		подготовка, м3
		Бетон класса В10, F100	0,88		отмостка, м3
		Щебень	0,88		отмостка, м3

Ведомость расхода стали на элемент, кг

Марка элемента	Изделия арматурные					Изделия закладные			Всего (общий расход)	
	Арматура класса					Прокат марки				
	АI		АIII			ВСт3пс2				
	ГОСТ 5781-82					ГОСТ 2590-88				
	Ø10	Итого	Ø12	Ø20	Итого	Всего	Ø30	Итого		Всего
Фундамент Фм1	6,72	6,72	124,78	197,52	322,30	329,02	54,16	54,16	54,16	383,18

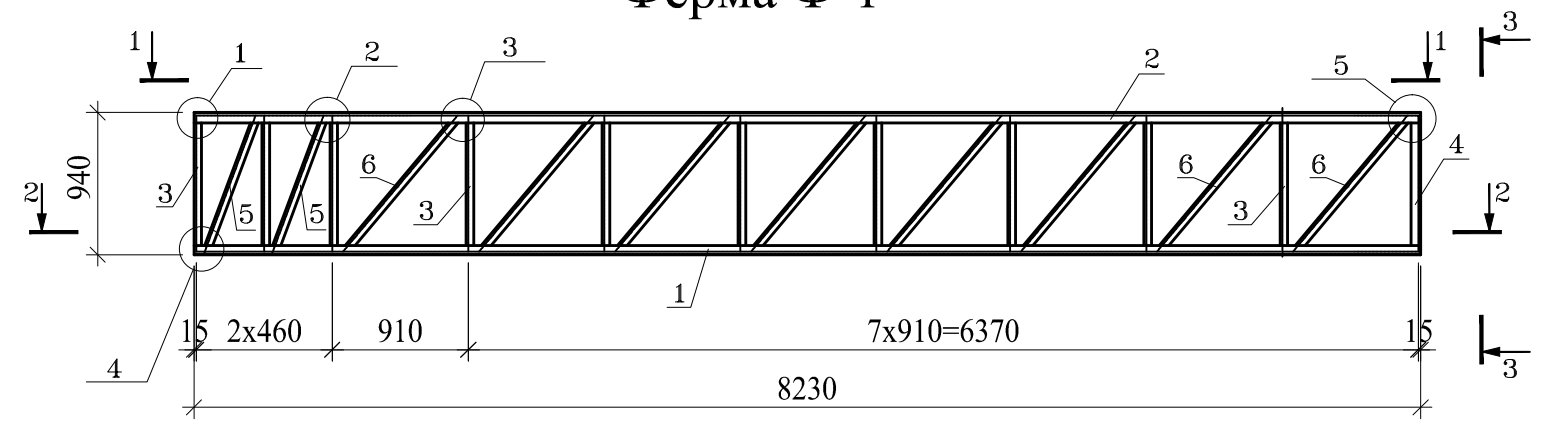


- 1 В основании фундамента Фм1 выполнить бетонную подготовку из бетона класса В10 толщиной 100 мм.
- 2 Грунтом основания фундамента согласно 91ПР-ОК-ИГИ "Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий. Объект: "Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (среднее давление)" ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь, 2018 г., служит галечниковый грунт с мягкопластичным суглинистым заполнителем, с единичными включениями валунов (п.6г), со следующими характеристиками: $\phi_{\text{н}} = 31^\circ$, $c_{\text{н}} = 7,5$ кПа, $E_0 = 19,9$ МПа.
- 3 Боковые поверхности фундамента, соприкасающиеся с грунтом, покрыть горячим битумом за два раза.
- 4 Обратную засыпку пазух котлована выполнить грунтом с тщательным послойным уплотнением.
- 5 По верху фундамента выполнить подливку из мелкозернистого бетона класса В22.5 толщиной 50 мм на щебне фракции 10-20 мм.
- 6 Установку анкерных болтов необходимо выполнить с помощью кондукторов.
- 7 Арматурные сетки С1 сварить в пространственный каркас приваркой к ним вертикальных стержней поз.2, установленными через 600 мм в шахматном порядке.
- 8 Арматурные сетки в местах стыковки соединить в пространственный каркас с помощью сварки.
- 9 Сварку необходимо выполнять в соответствии с ГОСТ 14098-91 электродами Э-42А.
- 10 По периметру фундамента выполнить бетонную отмостку шириной 1,0 м из бетона класса В10 толщиной 100 мм по щебню толщиной 100 мм по уплотненному грунту.

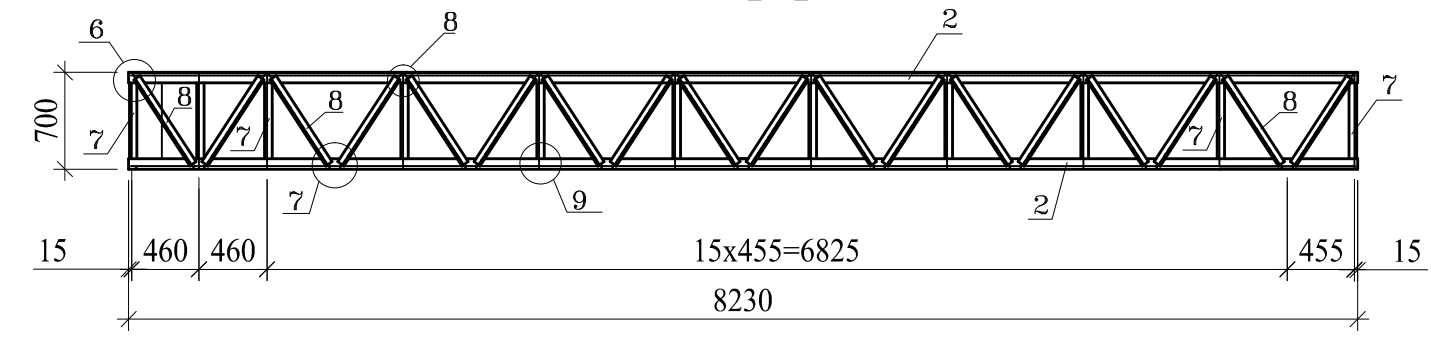
Изн.№ подл.	Подпись и дата	Взам. инв.№
-------------	----------------	-------------

91ПР-ОК-ТКР						"Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление)"			
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения			
ГИП		Пономаренко			05.18	Фундамент Фм1	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Орещенко			05.18		П	19	
Проверил		Федоришин			05.18		ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь		
Н.контр.		Пономаренко			05.18				

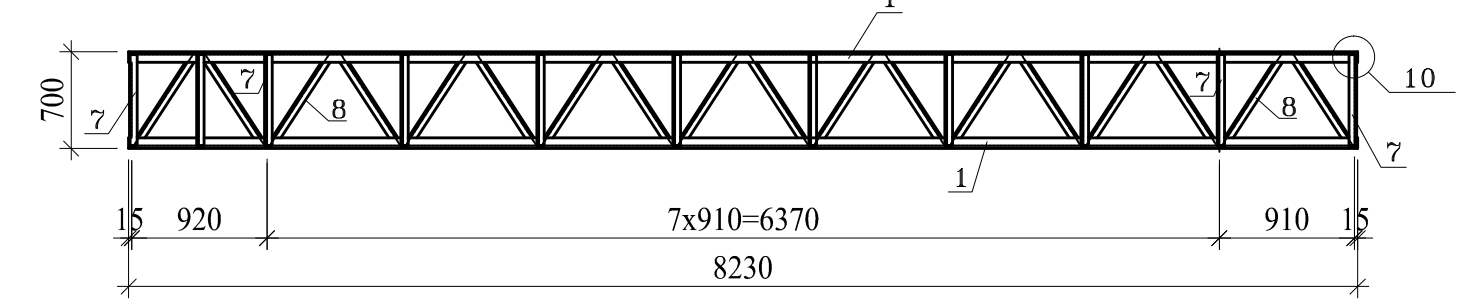
Ферма Ф-1



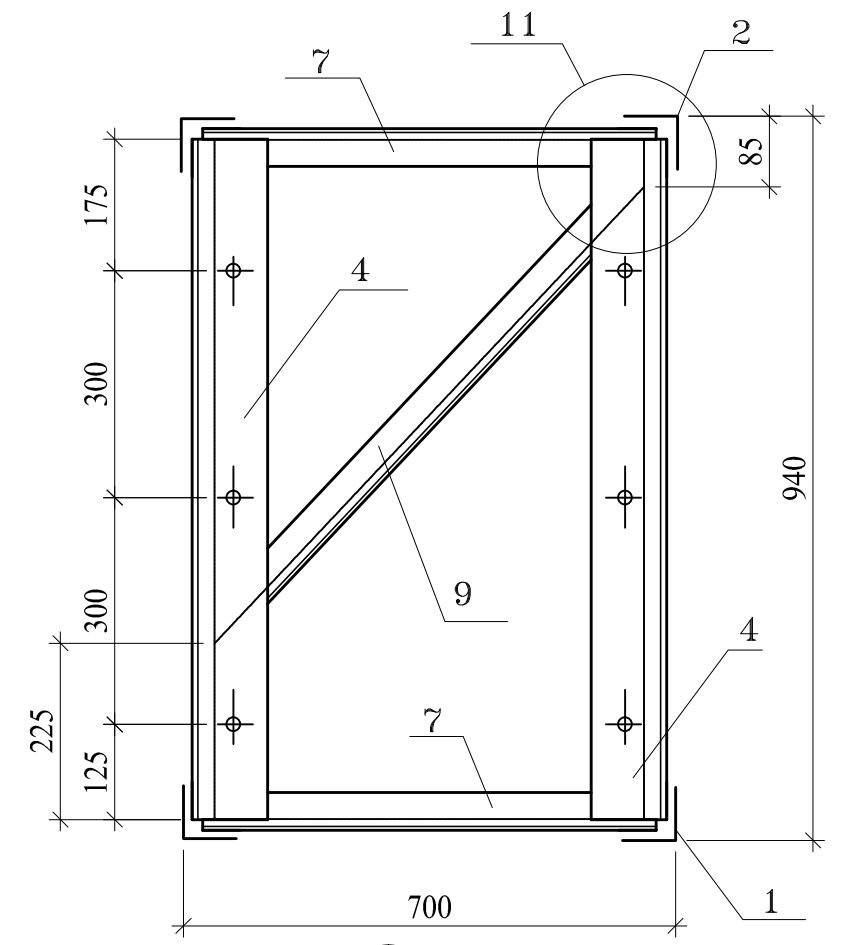
1-1



2-2



3-3



11

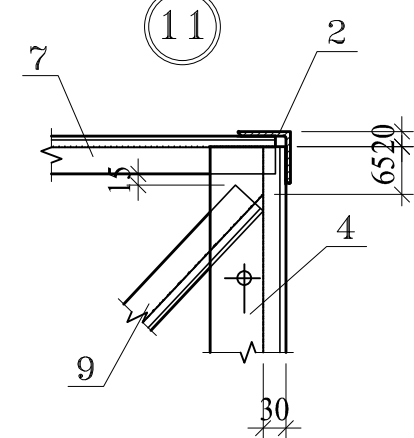
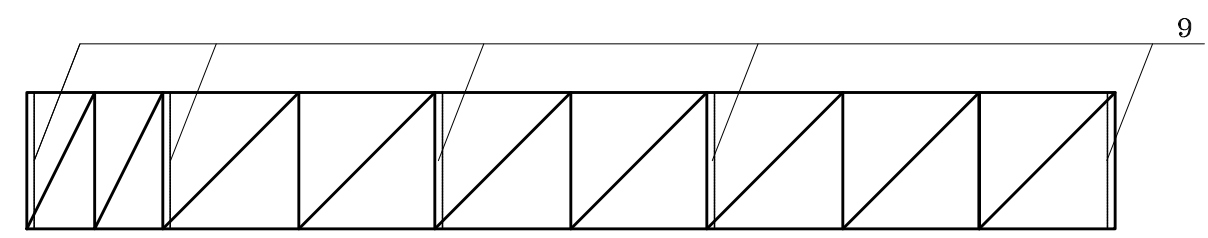


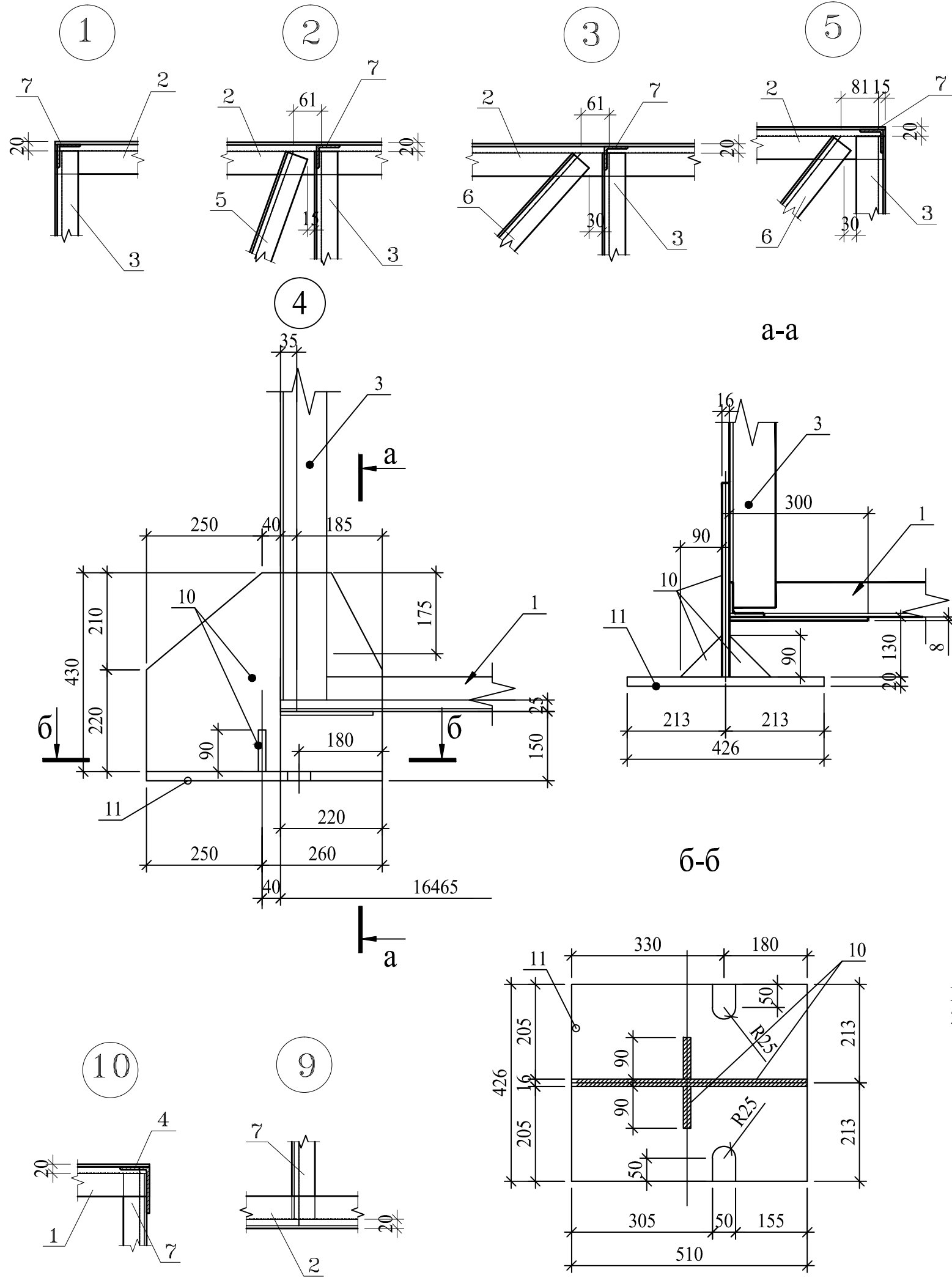
Схема расположения поперечных диагоналей



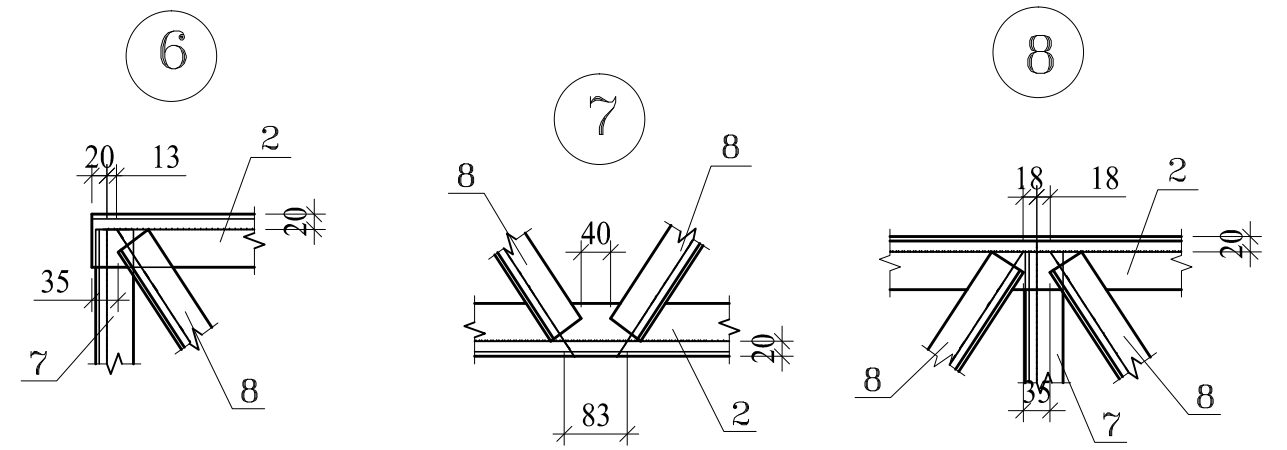
- 1 Все отверстия выполнить Ø18.
- 2 Сварку металлоконструкций производить по ГОСТ 5264-80* электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75*. Высоту шва принять по наименьшей толщине свариваемых деталей, длину - по контуру прилегания деталей.
- 3 Окраску металлоконструкций выполнить эмалью ПФ-133 по грунтовке ГФ-0119 за 2 раза.
- 4 Место установки поперечных диагоналей поз. 9 на схеме показано пунктиром направление диагоналей попеременно чередуется - восходящее и нисходящее.

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

						91ПР-ОК-ТКР				
						"Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление)"				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов	
ГИП		Пономаренко			05.18		Ферма Ф-1. Узел 11	П	20	
Разраб.		Орещенко			05.18					
Проверил		Федоришин			05.18					
Н.контр.		Пономаренко			05.18					
						ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь				



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг.	Приме- чание
1		Уголок 75x75x6 ГОСТ 8509-93 C245 ГОСТ 27772-88 L=8230	2	56,7	
2		Уголок 75x75x6 ГОСТ 8509-93 C245 ГОСТ 27772-88 L=8230	2	56,7	
3		Уголок 50x50x5 ГОСТ 8509-93 C245 ГОСТ 27772-88 L=900	20	3,39	
4		Уголок 100x63x6 ГОСТ 8509-93 C245 ГОСТ 27772-88 L=900	2	6,78	
5		Уголок 50x50x5 ГОСТ 8509-93 C245 ГОСТ 27772-88 L=975	4	3,68	
6		Уголок 50x50x5 ГОСТ 8509-93 C245 ГОСТ 27772-88 L=1230	16	4,64	
7		Уголок 50x50x5 ГОСТ 8509-93 C245 ГОСТ 27772-88 L=660	20	2,49	
8		Уголок 50x50x5 ГОСТ 8509-93 C245 ГОСТ 27772-88 L=755	36	2,85	
9		Уголок 50x50x5 ГОСТ 8509-93 C245 ГОСТ 27772-88 L=970	5	3,66	
10		Лист 16-Б-ПН-О ГОСТ 19903-74 C245 ГОСТ 27772-88	0,82	125,6	м2
11		Лист 20x510x426-Б-ПН-О ГОСТ 19903-74 C245 ГОСТ 27772-88	4	34,11	
Итого проката			807,2		кг
Всего проката с учетом напл. металла 1%			815,3		кг



1 Сварку металлоконструкций производить по ГОСТ 5264-80* электродами типа Э-42А по ГОСТ 9467-75*. Высоту шва принять по наименьшей толщине свариваемых деталей, длину - по контуру прилегания деталей.
2 Окраску металлоконструкций выполнить эмалью ПФ-133 по грунтовке ГФ-0119 за 2 раза.

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

91ПР-ОК-ТКР					
"Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление)"					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
ГИП	Пономаренко				05.18
Разраб.	Орещенко				05.18
Проверил	Федоришин				05.18
Н.контр.	Пономаренко				05.18
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения				Стадия	Лист
Ферма Ф-1. Узлы 1...10				П	21
				ООО "СимИнжГаз" г. Симферополь	

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
	1.Подземный газопровод 1.1 Трубы полиэтиленовые ПЭ100 ГАЗ SDR11 110x10,0 2.Вывод провода спутника под ковер (КИК) 2.1 Трубы полиэтиленовые ПЭ 80 ГАЗ SDR 11 – 25x2,3 3.Надземный газопровод	ГОСТ Р 50838-2009 ГОСТ Р 50838-2009		Группа ПОЛИПЛАСТИК, г.Москва //-// //-//	м м	1203,4 2,0	3,17 0,169	Отрезки 13м
	3.1 Труба Ø108x4,5 ГОСТ 10704-91 В10 ГОСТ 10705-80 4.Запорные устройства (краны) 4.1.Надземной установки 4.1.1 Кран шаровый с ручным управлением Ду100 PN1.6МПа 5. Муфты терморезисторные в т.ч.:	LD КШ.Ц.Ф.GAS.100.016.П/П.02 ГОСТ Р 52779-2007		ЧелябинскСпецГражданСтрой, Челябинск //-// Группа ПОЛИПЛАСТИК, г.Москва	м шт. шт. комп.	2685,2 1 1	11,49 23,2	С ответными фланцами
	5.1 Муфта ПЭ 100 ГАЗ DN110 6.Фитинги для полиэтиленовых труб в т.ч.:	ГОСТ Р 52779-2007		//-// Группа ПОЛИПЛАСТИК, г.Москва	шт.	97		
	6.1 Отвод 90° ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Дн110 6.2 Отвод 45° ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Дн110 7.Неразъемное соединение полиэтилен/сталь в т.ч.: 7.1 НСПС 110/108x4,5 (сталь ГОСТ 10705)	ТУ 4859-001-14915424-2011		//-// //-// Группа ПОЛИПЛАСТИК, г.Москва //-//	шт. шт. шт.	5 1 5		терморезисторный терморезисторный

Изм.№	Подп. и дата	Взам. инв. №

						91ПР-ОК-ТКР.С			
						Газификация сел Байдарской долины, село Колхозное (высокое давление)			
Изм.	Кол	Лист	№ док	Подпись	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
	ГИП	Пономаренко			04.18		П	1	2
	Разработ.	Шарый			04.18				
	Н.контр	Пономаренко			04.18	Газоснабжение. Наружные газопроводы. Спецификация материалов и оборудования		ООО «СимИнжГаз» г.Симферополь	

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
	8.Полиэтиленовая лента желтого цвета шириной не менее 0,2м с несмываемой надписью «ГАЗ»	ТУ 2245-028-00203536-96		Группа ПОЛИПЛАСТИК, г.Москва	м	1314,4		
	9.Кабель силовой ВВГз-0,66 сеч.1х4мм ²	ГОСТ 16442-80			м	1310,4		
	10.Футляры в месте выхода из земли в т.ч.:							
	10.1 Труба $\varnothing 219 \times 5$ ГОСТ 10704-91 Аст2сп ГОСТ 10705-80				м	10,0	26,39	
	10.2 Труба $\varnothing 57 \times 3$ ГОСТ 10704-91 В10 ГОСТ 10705-80				м	3,0	4,0	Контрольная трубка
	11 Ковер малый	ТУ 400-28-91-75			шт.	3		
	12. Асбестоцементная труба БНТ Ду100	ГОСТ 31416-2009			шт.	1		L=4000мм
	13. Проволока 3	ГОСТ 3282-74			м	10		для а/ц трубы-защита кабеля
	14. Стальные фасонные части в т.ч.:							
	14.1 Отвод 90-108х4,5	ГОСТ 17375-2001			шт.	77	2,8	
	15. Опоры ОПБ2 в т.ч.:	ОСТ 36-94-83						
	15.1 Опора ОПБ2-108				шт.	77	0,56	
	16. Ферма при переходе через реку под трубопровод Ду100				шт.	1		L=16,4 м
	17. Круг 10	ГОСТ 2590-2006			м	3,45	0,617	
	18. Уголок 63х63х6	ГОСТ 8509-93			м	3,0	5,72	
	19. Лента ТЕРМА-40 150х2,0	ТУ 2245-024-82119587-2007			м	12,0		Изоляция ст. части детали ПЭ/сталь, контрольных трубок
	20. Лента ДОНРАД-СТ 450х2,0мм	ТУ 2245-004-46541379-97			м	10,0		Изоляция футляра на выходе из земли
	21.Грунтовка ГФ-021	ГОСТ 25129-82			кг	200,33		
	22. Эмаль ПФ-115 или ПФ-133	ГОСТ 6465-76 (ГОСТ 926-82)			кг	260,43		
	23. Шкафчик для защиты надземного крана Ду100	см. 91ПР-ОК-ТКР л.8			шт.	1		
	24. Заземление крана Ду100	см. 91ПР-ОК-ТКР л.7			шт.	1		

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.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв.№

Изм.	Колуч	Лист	№док	Подпись	Дата

91ПР-ОК-ТКР.С

Лист

2