



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

Генеральный заказчик – ООО «Газпром газификация»
(Агент – ООО «Газификация СпецПроект»)
(Договор № ПИР-06-71/2023 от 25.01.2023г.)

Газопровод до альпинистской учебно- спортивной базы "Безенги"
код объекта 07/20181-1

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

4890.038.П.0/0.1293-ТКР

Том 3



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»

Генеральный заказчик – ООО «Газпром газификация»
(Агент – ООО «Газификация СпецПроект»)

(Договор № ПИР-06-71/2023 от 25.01.2023г.)

Газопровод до альпинистской учебно- спортивной базы "Безенги"
код объекта 07/20181-1

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 3 Технологические и конструктивные решения линейного
объекта. Искусственные сооружения

4890.038.П.0/0.1293-ТКР

Том 3

Главный инженер
Санкт-Петербургского филиала



Н.Е. Кривенко

Главный инженер проекта

Д.Б. Сайко

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



ООО «СтройГазКомплект»

Свидетельство № П-3-16-1415 от 14.01.2016 г.

Генеральный заказчик – ООО «Газпром межрегионгаз»

Газопровод до альпинистской учебно- спортивной базы "Безенги"
код объекта 07/20181-1

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 3 Технологические и конструктивные решения линейного
объекта. Искусственные сооружения

4890.038.П.0/0.1293-ТКР

Том 3

Директор



А.П. Плисс

Главный инженер проекта

В.Е. Болотов

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



Общество с ограниченной
ответственностью
«ОСК-Центр»

Генеральный заказчик – ООО «Газпром межрегионгаз»

Газопровод до альпинистской учебно- спортивной базы "Безенги"
код объекта 07/20181-1

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 3 Технологические и конструктивные решения линейного
объекта. Искусственные сооружения

4890.038.П.0/0.1293-ТКР

Том 3

Генеральный директор

Главный инженер проекта



А. П. Плисс

В.В. Михалев

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

Обозначение	Наименование	Стр.	Примечание
2488.065.П.0/0.1293-ТКР-С	Содержание тома 3	5-6	
	Состав проектной документации		см. том 0
2488.065.П.0/0.1293-ТКР.ТЧ	Текстовая часть	7-51	
2488.065.П.0/0.1293-ТКР.ГЧ	Графическая часть		
	Лист 1- Схема трассы с установкой оборудования	52	
	Лист 2 - Установка крана Ду200 (1ПК0+3,0), Ду150 (ПК0+10,0). План. Разрез 1-1; М 1:50	53	
	Лист 3 - Установка крана Ду200 (ПК90+39,9). План. Разрез 1-1; М 1:50	54	
	Лист 4 - Установка крана Ду50 (ПК0+5,0). План. Разрез 1-1; М 1:50	55	
	Лист 5 - Газорегуляторный пункт блочный ГРПБ (понижающий). План. Разрез 1-1 М1:50	56	
	Лист 6 - Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ (н.п. Сатат). План. Разрез 1-1 М1:50	57	
	Лист 7 - Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ (н.п. ТиБ). План. Разрез 1-1 М1:50	58	
	Лист 8 - Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ (н.п. Тли). План. Разрез 1-1 М1:50	59	
	Лист 9 - Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ (н.п. Лисри). План. Разрез 1-1 М1:50	60	
	Лист 10 - Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ (н.п. Камсхо). План. Разрез 1-1 М1:50	61	
	Лист 11 - Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ (ВТРК Мамисон). План. Разрез 1-1 М1:50	62	
	Лист 12 - Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ (н.п. Калак). План. Разрез 1-1 М1:50	63	
	Лист 13 - Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ (н.п. Згил). План. Разрез 1-1 М1:50	64	

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

2488.065.П.0/0.1293-ТКР-С					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал	Ючков			<i>Ючков</i>	06.2022
Проверил	Михалев			<i>Михалев</i>	06.2022
Н.контр.	Михалев			<i>Михалев</i>	06.2022
Содержание тома 3					
Стадия		Лист		Листов	
П		1		2	
					

Обозначение	Наименование	Стр.	Примечание
	Лист 14 - Прокладка газопровода ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Ø225x20,5 в защитном футляре ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Ø400x36,3	65	
	Лист 15 - Прокладка газопровода ПЭ 100 ГАЗ SDR 9 Ø160x17,9 в защитном футляре ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Ø315x28,6	66	
	Лист 16 - Прокладка газопровода ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Ø63x5,8 в защитном футляре ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 Ø160x14,6	67	
	Лист 17 – Вывод провода-спутника под ковер	68	
	Лист 18 - Устройство выхода газопровода из земли	69	
	Лист 19 - Схема расположения элементов узла защиты подземного кабеля (швеллер L=5000)	70	
	Лист 20 - Установка контрольных трубок на газопроводе. План. Разрез 1-1. М 1:50	71	
	Лист 21 - АСУ ТП РГ. Структурная схема	72	
	Лист 22 - ГРПБ (понижающий). Принципиальная схема АСУ ТП РГ	73	
	Лист 23 - ГРПШ (ВТРК Мамисон). Принципиальная схема АСУ ТП РГ	74	

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	2488.065.П.0/0.1293-ТКР-С	Лист
							2

Список исполнителей**Проектный отдел г. Орел:**

Начальник отдела		25.04.2022	В.В. Михалев
Ведущий инженер-проектировщик		25.04.2022	В.А. Ючков
Нормоконтроль		25.04.2022	В.В. Михалев

Содержание

Содержание.....	5
1 Исходные данные.....	7
2 Нормативные ссылки.....	8
3 Условные обозначения и перечень сокращений.....	10
4 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	11
4.1 Топографические условия	11
4.2 Инженерно-геологические условия.....	12
4.3 Гидрологические условия.....	13
4.4 Метеорологические и климатические условия	13
5 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.)	13
6 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	15
7 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта	16
8 Сведения о категории и классе линейного объекта	17
9 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта	18
10 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе надежность, устойчивость, экономичность, возможность автоматического регулирования, минимальность выбросов (сбросов) загрязняющих веществ, компактность, использование новейших технологий)	19
11 Перечень мероприятий по энергосбережению.....	26
12 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта	27
13 Сведения о численности и профессионально-квалифицированном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест.....	29

14 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта	30
15 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	32
15.6 Общие сведения об объектах автоматизации ГРПБ и ГРПШ.....	34
15.7 Функции АСУ ТП РГ ГРПБ	35
15.8 Функции АСУ ТП РГ ГРПШ.....	35
15.9 Техническое обеспечение	36
15.10 Размещение оборудования АСУ ТП РГ на ГРПБ и ГРПШ.....	36
15.11 Электропитание на ГРПБ и ГРПШ.....	37
15.12 Мероприятия, обеспечивающие безопасность эксплуатации оборудования	37
15.13 Трубная проводка	38
15.14 Электрическая проводка.....	38
16 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	39
17 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность	40
18 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях (при необходимости)	41
19 Обоснование проектных решений	42
19.1 Газопроводы.....	42
19.2 Пересечение и параллельное следование газопровода с автомобильными дорогами	43
19.3 Пересечения газопроводом с водными и естественными преградами	44
19.4 Пересечение газопровода с кабелями связи	44
19.5 Пересечение газопровода с существующими подземными коммуникациями	46
19.6 Пересечение, сближение и параллельное следование газопровода с воздушными линиями электропередач	46
19.7 Обозначение трассы	47
19.8 Монтаж полиэтиленовых и стальных газопроводов.....	47
19.9 Контроль качества сварных стыков.....	48
19.10 Очистка внутренней полости	49
19.11 Испытание газопровода	49
19.12 Эксплуатация газового хозяйства.....	50

1 Исходные данные

Исходными данными для подготовки проектной документации являются:

- техническое задание на выполнение проектных и изыскательских работ (приложение №4 к договору подряда №8000.253.056/2 от 19.07.2021г.);
- отчетная документация по результатам инженерных изысканий:
 - а) технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной документации, выполненный ООО «ГЕОСТРОЙКОНСАЛТИНГ» Республика Мордовия, г. Саранск;
 - б) технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации, выполненный ООО «ГЕОСТРОЙКОНСАЛТИНГ» Республика Мордовия, г. Саранск;
 - в) технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной документации выполненный ООО «ГЕОСТРОЙКОНСАЛТИНГ» Республика Мордовия, г. Саранск;
 - г) технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации, выполненный ООО «ГЕОСТРОЙКОНСАЛТИНГ» Республика Мордовия, г. Саранск;
- технические условия № 60/22 на присоединение объекта газификации, ООО «Газпром межрегионгаз».

2 Нормативные ссылки

При разработке проектной документации использованы следующие нормы и правила:
Градостроительный кодекс Российской Федерации № 190-ФЗ от 29.12.2004 (ред. от 14.07.2022) (действует с 01.09.2022);

Федеральный закон № 69-ФЗ от 21.12.1994 (ред. от 14.07.2022) О пожарной безопасности (действует с 13.10.2022);

Федеральный закон № 123-ФЗ от 22.07.2008 (ред. от 14.07.2022) Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (действует с 25.07.2022);

Федеральный закон № 116-ФЗ от 21.07.1997 (ред. от 11.06.2021) О промышленной безопасности опасных производственных объектов (действует с 01.07.2021);

Федеральный закон № 117-ФЗ (ред. от 11.06.2021) О безопасности гидротехнических сооружений (действует с 01.01.2022);

Постановление Правительства РФ № 870 от 29.10.2010 (ред. от 14.12.2018) Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления (действует с 27.12.2018);

Постановление Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 (ред. от 27.05.2022) О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (действует с 01.09.2022);

Постановление Правительства РФ № 1479 от 16.09.2020 (ред. от 21.05.2021) Правила противопожарного режима в Российской Федерации (действует с 01.09.2021);

ГОСТ 12.1.004 91 ССБТ. «Пожарная безопасность. Общие требования»;

ГОСТ Р 21.101-2022 СПДС. «Основные требования к проектной и рабочей документации»;

ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов»;

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

ГОСТ 34715.1-2021 «Системы газораспределительные». Сети газораспределения природного газа. Часть 1. Полиэтиленовые газопроводы»;

ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения»;

ГОСТ Р 58121.1-2018 «Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен. Часть 1. Общие положения»;

ГОСТ Р 58121.2-2018 «Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен. Часть 2. Трубы.»;

ГОСТ Р 58121.3-2018 «Пластмассовые трубопроводы для транспортирования газообразного топлива. Полиэтилен. Часть 3. Фитинги»;

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

СП 62.13330.2011 с изм. 1, 2, 3, 4 «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002»;

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

СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб»;

СП 42-103-2003 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов»;

СП 131.13330.2018 «Строительная климатология» актуализированная редакция СНиП 23-01-99»;

СТО Газпром Газораспределение 9.2-1-2021 «Защита от коррозии. Электрохимическая защита. Основные технические требования к электрохимической защите сетей от коррозии»;

СТО Газпром Газораспределение 9.2-2-2021 «Защита от коррозии. Электрохимическая защита. Разработка проектной документации по электрохимической защите сетей газораспределения от коррозии»;

СТО Газпром газораспределение 2.4-11-1-2022 «Автоматизированные системы управления технологическим процессом распределения газа. Общие технические условия»;

ПУЭ 7 Правил устройства электроустановок. Седьмое издание;

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

«Правила охраны газораспределительных сетей» №878 (с изменениями на 17 мая 2016 года);

ГОСТ 10705-80. Трубы стальные электросварные. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8).

3 Условные обозначения и перечень сокращений

КИП	-	контрольно-измерительный пункт
ВЛ	-	воздушная линия электропередач
ИГЭ	-	инженерно-геологический элемент
КУ	-	крановый узел
ТТ	-	технические требования
ТУ	-	технические условия
ГРПШ	-	газорегуляторный пункт шкафной
ГРПБ	-	газорегуляторный пункт блочный
АРМ	-	автоматизированное рабочее место
ДП	-	диспетчерский пункт
КАС	-	компонент автоматизированной системы
КП	-	контролируемый пункт
ПУ	-	пульт управления

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

4.1 Топографические условия

Топографическая съемка производилась в режиме реального времени RTK с пунктов опорной геодезической сети с применением спутниковых технологий кинематическим методом.

Максимальные расстояния между пикетами соответствуют требованиям свода правил СП-11-104-97. В масштабе 1:1000 расстояния между пикетами не превышали 20 метров, в 1:500 расстояния между пикетами не превышали 15 метров. Результаты полевых измерений регистрировались в блоках памяти спутниковых приемников, абрис – в полевых журналах.

Согласно задания на выполнение комплексных инженерных изысканий по линейной асти проектируемых сооружений выполнена топографическая съемка в масштабе 1:1000, а также выполнена топографическая съемка масштаба 1:500 на площадных сооружениях и в местах переходов через естественные и искусственные препятствия.

При производстве инженерно-геодезических изысканий на площадных объектах выполнены следующие виды работ:

- определение местоположения проектируемых площадных сооружений в соответствии с заданием на выполнение инженерных изысканий;
- производство топографической съемки в пределах границ изыскиваемых объектов;

Топографическая съемка территории проектируемых сооружений выполнена с применением спутниковых технологий (метод кинематики в реальном времени RTK) в соответствии с требованиями СП 11-104-97 «Инженерно-геодезические изыскания для строительства», «Инструкции по топографической съемке в масштабах 1:5000, 1:2000, 1:1000, 1:500», изд. «Недра» и «Условных знаков для топографических планов масштабов 1:5000, 1:2000, 1:1000 и 1:500».

По результатам выполненной топографической съемки составлена картограмма выполненных работ (4890.038.П.00.1293-ИГДИ1.2-Г-КВР).

Съемка топографических планов выполнена в границах, обозначенных в условиях задания на выполнение комплексных инженерных изысканий.

Для контроля съемки и предотвращения пропуска пикетов, съемка выполнялась с перекрытием пикетов соседних станций. Результаты измерений сохранялись на внутренних накопителях приборов.

Средние погрешности в плановом положении на инженерно-топографических планах изображений предметов и контуров местности с четкими очертаниями относительно ближайших пунктов геодезической основы на незастроенной территории не превышают 0,5 мм (в открытой местности) и 0,7 мм в горной и залесенной местности в масштабе плана.

Средние погрешности съемки рельефа и его изображения на инженерно-топографических планах относительно ближайших точек съемочного обоснования не превышают 1/4 от принятой высоты сечения рельефа.

В ходе производства топографической съемки производилась привязка горно-геологических выработок. Привязку горно-геологических выработок выполнили в соответствии с требованиями СП 47.13330.2016 и программой выполнения комплексных инженерных изысканий.

4.2 Инженерно-геологические условия

В геологическом строении участка строительства по результатам бурения инженерно-геологических скважин глубиной до 8,0 м принимают участие четвертичные современные техногенные и аллювиальные, современные и верхнечетвертичные коллювиально-делювиальные и мезозойские отложения.

Современные техногенные (насыпные) грунты – щебенистый грунт с песчано-глинистым заполнителем, распространены повсеместно на участках прокладки подземных коммуникаций (газопровод, кабель связи, насыпь автодорог и т.д.), встречены скважинами 34-38, 105, 106 мощностью слоя 0,1-0,4 м (слой 2).

Современные аллювиальные грунты – залегают с поверхности, участками перекрыт техногенными грунтами и почвенно-растительным слоем, представляют собой Гравийный грунт с супесчаным заполнителем неоднородный малой степени водонасыщения обломки средней прочности. Заполнитель (40%) - супесь пылеватая твердая (ИГЭ 5) и Гравийный грунт с супесчаным заполнителем неоднородный средней степени водонасыщения обломки средней прочности. Заполнитель (45%) - супесь пылеватая пластичная (ИГЭ 5а).

Современные и верхнечетвертичные коллювиально-делювиальные отложения залегают с поверхности, участками перекрыт техногенными грунтами и почвенно-растительным слоем, представляют собой Щебенистый грунт с суглинистым заполнителем (28%) неоднородный малой степени водонасыщения обломки средней прочности (ИГЭ 4).

В геологическом разрезе, до глубины 8,0 м, выделено 4 инженерно-геологических элементов (ИГЭ) и 2 слоя:

слой 1 - Почвенно-растительный слой;

слой 2 - Техногенные (насыпные) грунты;

ИГЭ 4 - Щебенистый грунт с суглинистым заполнителем (28%) неоднородный малой степени водонасыщения обломки средней прочности;

ИГЭ 5 - Гравийный грунт с супесчаным заполнителем неоднородный малой степени водонасыщения обломки средней прочности. Заполнитель (40%) - супесь пылеватая твердая;

ИГЭ 5а - Гравийный грунт с супесчаным заполнителем неоднородный средней степени водонасыщения обломки средней прочности. Заполнитель (45%) - супесь пылеватая пластичная;

ИГЭ 8 - Аргиллит средней прочности плотный среднепористый слабовыветрелый неразмягчаемый.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов рассчитана по формуле 5.3 СП 22.13330.2016 с учетом сведений о температурном режиме по метеостанции Владикавказ составляет для крупнообломочных грунтов составляет – 0,82 м.

Расчетная глубина сезонного промерзания грунтов принимается по п.5.5.4 СП 22.13330.2016 для фундаментов неотапливаемых сооружений с коэффициентом, учитывающим влияние теплового режима сооружения $k_n=1.1$ и составляет для крупнообломочных грунтов – 0,90 м

Проектируемый газопровод, в основном, прокладывается в грунте ИГЭ – 4, 5, 5а, 8.

4.3 Гидрологические условия

Гидрографическая сеть района участка изысканий полностью относится к бассейну Каспийского моря междуречья Терека и Волги. Речная сеть (временные и постоянные водотоки) на рассматриваемой территории представлена р.Черек и ручьями.

Река Черек - крупный правый приток Баксана. Общая протяженность 131 км. Черек образуется от слияния у села Бабугент двух рек: Черека-Безенгийского и Черека-Балкарского. Черек-Безенгийский стекает из-под ледника Уллучиран и тут же справа принимает водный поток, вырывающийся из-под ледника Кундюм-Мижирги. Далее в реку впадают ледниковые воды с хребтов Коргашинлитау и Ушбани и образуют мощный пенящийся поток реки Черек-Безенгийский. Истоки Черека-Балкарского также находятся в ледниках Главного и Бокового хребтов.

4.4 Метеорологические и климатические условия

Для климатической характеристики участка использованы данные метеорологической станции Терскол.

Метеорологическая станция Терскол расположена в центральной части Кавказа между хребтами Главный, или Водораздельный, хребет имеет асимметричное строение: северный склон его пологий, южный образует отвесные скалы, хребет Склоны хребта сильно изрезаны в верхней части. Горно-лесные почвы представлены горными бурыми лесными. Бурые горные лесные почвы в пределах данного района представлены двумя подтипами: неполноразвитыми и псевдоподзоленными.

Климатические условия подчинены закономерности высотной поясности – горный рельеф способствует образованию вертикальной зональности климатов. Таким образом, Черекский район по климатическим условиям относится к III климатическому району, подрайон В.

Таблица 1 - Среднемесячные и среднегодовые значения основных климатических элементов по метеостанции Нальчик (СП 131.13330.2020).

Характеристика	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Средняя	-2,8	-2,1	3,1	10,3	15,3	19,6	22,3	21,7	16,9	10,3	4,1	-0,6	9,8

Нормативная глубина сезонного промерзания грунта d_{fn} , м, рассчитана по формуле: $d_{fn} = d_0 * \sqrt{Mt}$, где Mt - безразмерный коэффициент, численно равный сумме абсолютных значений среднемесячных отрицательных температур за зиму в данном районе, принятых по СП 131.13330.2020 Строительная климатология (метеостанции г. Дербент).

Таблица 2 – Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, рассчитанная согласно нормативному документу СП 22.13330.2016 м. ст.Дербент

Нормативная глубина промерзания, см			
глин, суглинков	супесей, песков	песков гравелистых	крупнообломочных
0,54	0,66	0,71	0,80

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

Интенсивность сейсмических воздействий в баллах (сейсмичность) для района изысканий принята на основе комплекта карт общего сейсмического районирования территории Российской Федерации - ОСР-2015 (СП 14.13330.2018). Исследуемая территория расположена в районе сейсмической интенсивностью: карта А – 9 баллов; В, 9 баллов, С – более 9 баллов (Нижний Зарамаг) для средних грунтовых условий по шкале MSK–64. Категория опасности землетрясений в соответствии с СП 115.13330.2016 оценивается как – чрезвычайно опасная.

На территории проектируемого строительства залегают грунты второй категории по сейсмическим свойствам.

По итогам сейсмического микрорайонирования и совместного анализа всего комплекса данных (инженерно-геологических, инструментальных геофизических исследований) с учетом исходной сейсмичности, определенной по карте ОСР-2015-В, площадка исследований характеризуется расчетной сейсмической интенсивностью 9 баллов.

Разновидности грунтов, залегающих в зоне сезонного промерзания, по степени морозной пучинистости грунты ИГЭ 4, 5, 5а непучинистые согласно расчету по п. 6.8.3 СП 22.13330.2016.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов рассчитана по формуле 5.3 СП 22.13330.2016 с учетом сведений о температурном режиме по метеостанции Владикавказ составляет для крупнообломочных грунтов составляет – 0,82 м.

Расчетная глубина сезонного промерзания грунтов принимается по п.5.5.4 СП 22.13330.2016 для фундаментов неотопливаемых сооружений с коэффициентом, учитывающим влияние теплового режима сооружения $k_n=1.1$ и составляет для крупнообломочных грунтов – 0,90 м.

На участке строительства развиты следующие экзогенные геологические процессы: выветривание, эрозионные, селевые и гравитационные (оползневые, обвальные).

Суммарная пораженность территории всеми видами эрозионных процессов составляет более 40%, согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 классифицируется как опасная.

Пораженность территории оползнями составляет примерно 1-10%, согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 категория опасная.

Поражению лавинами подвержены 30-35% территории, что согласно таблице 5.1 СП 115.13330.2016 отвечает категории опасные.

Обвально-осыпные процессы поражают до 30% территории.

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

В геологическом разрезе, до глубины 8,0 м, выделено 4 инженерно-геологических элементов (ИГЭ).

Нормативные и расчетные показатели физико-механических характеристик грунтов приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Сводные рекомендуемые расчетные значения прочностных и деформационных характеристик грунтов

Номер ИГЭ	Характеристика грунта	Рекомендуемые значения при доверительной вероятности 0,85	Нормативные значения
ИГЭ-4	Плотность частиц грунта ρ , г/см ³	1,96	1,99
	Модуль деформации E, МПа	-	33
	Угол внутреннего трения φ°	20	21
	Удельное сцепление C, кПа	12	12
	Коэффициент пористости e	-	0,486
ИГЭ-5	Плотность грунта ρ , г/см ³	2,21	2,23
	Модуль деформации E, МПа	-	36
	Угол внутреннего трения φ°	20	21
	Удельное сцепление C, кПа	13	13
	Коэффициент пористости e	-	0,322
ИГЭ-5а	Плотность грунта ρ , г/см ³	2,17	2,18
	Модуль деформации E, МПа	-	34
	Угол внутреннего трения φ°	20	21
	Удельное сцепление C, кПа	6	6
	Коэффициент пористости e	-	0,433
ИГЭ-8	Плотность грунта ρ , г/см ³	2,47	2,48
	Модуль деформации E, МПа	-	-
	Угол внутреннего трения φ°	-	-
	Удельное сцепление C, кПа	-	-
	Коэффициент пористости e	-	0,130

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

В период проведения инженерно-геологических изысканий в ноябре-декабре 2021 г. на участке проектирования грунтовые воды до глубины 8,0 м не вскрыты. Во время обильного выпадения дождей и таяния снега возможно формирование временного горизонта подземных вод типа «верховодка» на участке проектирования.

Степень агрессивного воздействия по СП 28.13330.2017 (таблица В.1) сульфатов во всех типах грунтов на бетоны марок по водонепроницаемости W4 – среднеагрессивная, W6 – среднеагрессивная, W8-W20 – неагрессивная.

Степень агрессивного воздействия по СП 28.13330.2017 (таблица В.2) хлоридов во всех типах грунтов на арматуру в железобетонных конструкциях для марок по водонепроницаемости W4-более W14 – неагрессивная.

8 Сведения о категории и классе линейного объекта

Согласно табл.1* СП 62.13330.2011* проектируемый газопровод по рабочему давлению подразделяется на следующие категории:

- св. 0,6 до 1,2 МПа включительно - газопровод высокого давления 1-й категории (от врезки до входа в ГРПБ (понижающего));
- св. 0,3 до 0,6 МПа включительно - газопровод высокого давления 2-й категории (от выхода из ГРПБ до ГРПШ);
- св. 0,005 до 0,3 включительно - газопровод среднего давления (выход из ГРПШ (ВТРК Мамисон) до заглушки);
- до 0,005 включительно - газопровод низкого давления (выходы из ГРПШ до заглушек).

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

Согласно ФЗ-116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» изм. от 11.06.2021 г., Приложение 2, проектируемая сеть газораспределения относится к опасным производственным объектам III класса опасности для опасных производственных объектов, предназначенных для транспортировки природного газа под давлением свыше 0,005 МПа до 1,2 МПа включительно.

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

Пропускная способность газопровода рассчитана исходя из требуемого расхода газа потребителями.

Сведения об объеме потребления газа приняты согласно:

- письма № 60-21-2985 от 26.11.2021г., выданного АО «КАВКАЗ РФ»;
- письма № 3202 от 12.11.2021г., выданного Республика Северная Осетия-Алания администрацией местного самоуправления Алагирского района.

Пропускная способность проектируемого газопровода подтверждена проверочным расчетом, выполненным в программе АСПО ПРИС 4.5.0 Газ, ЗАО «АСПО» г. Санкт-Петербург. Сертификат № РОСС RU.МЕ20.Н02670.

Транспортируемая среда – природный газ по ГОСТ 5542-2014.

Согласно паспорту качества газа №18 за февраль 2022 г.:

- низшая теплота сгорания при стандартных условиях – 34,49 МДж/м³;
- плотность при стандартных условиях 0,7074 кг/м³.

Пропускная способность газопровода рассчитана исходя из требуемого расхода газа потребителями, приведенного в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Сводная таблица расхода газа на объект

Населенные пункты	Максимальный часовой расход газа по потребителям, м ³ /ч
Зарамагское СП	19609,1
н.п. Сатаг	57,1
н.п. Тиб	103,9
н.п. Тли	37,1
н.п. Лисри	37,1
н.п. Камехо	44,4
ВТРК Мамисон	4342,0
н.п. Калак	37,9
н.п. Згил	81,4
ИТОГ	24350

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

Для снижения давления газа с высокого $P \leq 1,2$ МПа до высокого $P \leq 0,6$ МПа, с высокого $P \leq 0,6$ МПа до среднего $P \leq 0,3$ МПа и с высокого $P \leq 0,6$ МПа до низкого $P \leq 0,005$ МПа, автоматического поддержания выходного давления на заданном уровне независимо от изменения расхода и входного давления, автоматического прекращения подачи газа при аварийных повышении или понижении входного давления сверх заданных пределов предусмотрены установки газорегуляторные блочные и шкафные.

Требования по оснащению ГРП средствами АСУ ТП РГ АСУГ и приборами визуального контроля изложены в опросных листах заводу-изготовителю. Опросные листы приложены к спецификации оборудования, изделий и материалов (см. том ССО).

Характеристики ГРП приведены в таблице 10.1.

Проектом предусмотрена:

- молниезащита и заземление ГРП (см. том 4 раздел 4 ИЛО п.4.2.7 «Молниезащита и заземление ГРП»);

- обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами (см. том 3 раздел 3 ТКР п.15).

Вентиляция ГРП производится через дефлекторы и подрезы в дверцах.

Площадки ГРП защищаются от несанкционированного доступа к ним посторонних лиц решетчатым ограждением (см. том 4).

Категория ГРП по пожароопасности «А» согласно НПБ 105-03.

Согласно «Правилам охраны газораспределительных сетей» для газорегуляторных пунктов устанавливается охранная зона – 10 м от границ этих объектов. Зданий и сооружений в охранной зоне не возводить.

Таблица 10.1 Характеристики ГРПШ

1	Газорегуляторный пункт блочный ГРПБ (понижающий)	ГРПБ-РДП-50В-1/1-3-А- 5600-Т-СГ-1
1	2	3
1	Регулятор давления газа	РДП-50В - 2 шт. (основная и резервная линии редуцирования)
2	Давление газа на входе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вх.мах} \leq 1,2$ (12,0); $P_{вх.расч.} = 1,16$ (11,6)
3	Давление газа на выходе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вых.} = 0,6$ (6,0)
4	Расчетный расход газа на ГРПБ при $t=0^{\circ}\text{C}$ и $P=0,101$ МПа, м ³ /ч	$V_{мах.} = 4342,0$ м ³ /ч $V_{мин.} = 434,2$ м ³ /ч
5	Пропускная способность регулятора РДП-50В, при $P_{вх.расч.} = 1,16$ МПа (11,6 кгс/см ²), м ³ /ч	5275
6	Загрузка регулятора РДП-50В при $P_{вх.расч.} = 1,16$ МПа (11,6 кгс/см ²) и при $V_{мах.}$, %	82
7	Верхний предел срабатывания предохранительного запорного клапана, МПа	0,78
8	Верхний предел срабатывания предохранительного сбросного клапана ПСК-50В/700, МПа	0,72
9	Габариты ГРПБ	8,0x2,8x3,7
2	Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ (н.п. Сатат)	ГРПШ-РДК-ЭКФО-50Н- 1/1-4-69-ОГ-У
1	Регулятор давления газа	РДК-ЭКФО-50/20НЗ - 2 шт. (основная и резервная линии редуцирования)
2	Давление газа на входе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вх.мах} \leq 0,6$ (6,0); $P_{вх.расч.} = 0,59$ (5,9)
3	Давление газа на выходе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вых.} = 0,003$ (0,03)
4	Расчетный расход газа на ГРПШ при $t=0^{\circ}\text{C}$ и $P=0,101$ МПа, м ³ /ч	$V_{мах.} = 57,1$ м ³ /ч $V_{мин.} = 5,7$ м ³ /ч
5	Пропускная способность регулятора РДК-ЭКФО- 50/20НЗ, при $P_{вх.расч.} = 0,59$ МПа (5,9 кгс/см ²), м ³ /ч	303
6	Загрузка регулятора РДК-ЭКФО-50/20НЗ при $P_{вх.расч.} = 0,59$ МПа (5,9 кгс/см ²) и при $V_{мах.}$, %	18,8
7	Верхний предел срабатывания предохранительного запорного клапана, МПа	0,0075
8	Верхний предел срабатывания предохранительного сбросного клапана ПСК-25Н/5, МПа	0,0045
9	Габариты ГРПШ	1,3x0,7x2,187

3	Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ (н.п. Тиб)	ГРПШ-РДК-ЭКФО-50Н- 1/1-4-125-ОГ-У
1	2	3
1	Регулятор давления газа	РДК-ЭКФО-50/20НЗ - 2 шт. (основная и резервная линии редуцирования)
2	Давление газа на входе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вх.мах} \leq 0,6$ (6,0); $P_{вх.расч.} = 0,56$ (5,6)
3	Давление газа на выходе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вых.} = 0,003$ (0,03)
4	Расчетный расход газа на ГРПШ при $t=0^{\circ}\text{C}$ и $P=0,101$ МПа, м ³ /ч	$V_{мах.} = 103,9$ м ³ /ч $V_{мин.} = 10,4$ м ³ /ч
5	Пропускная способность регулятора РДК-ЭКФО-50/20НЗ, при $P_{вх.расч.} = 0,56$ МПа (5,6 кгс/см ²), м ³ /ч	290,0
6	Загрузка регулятора РДК-ЭКФО-50/20НЗ при $P_{вх.расч.} = 0,56$ МПа (5,6 кгс/см ²) и при $V_{мах.}$, %	35,8
7	Верхний предел срабатывания предохранительного запорного клапана, МПа	0,0075
8	Верхний предел срабатывания предохранительного сбросного клапана ПСК-25Н/5, МПа	0,0045
9	Габариты ГРПШ	1,3x0,7x2,187
4	Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ (н.п. Тли)	ГРПШ-РДК-ЭКФО-50Н- 1/1-4-44-ОГ-У
1	Регулятор давления газа	РДК-ЭКФО-50/20НЗ – 2 шт. (основная и резервная линии редуцирования)
2	Давление газа на входе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вх.мах} \leq 0,6$ (6,0); $P_{вх.расч.} = 0,53$ (5,3)
3	Давление газа на выходе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вых.} = 0,003$ (0,03)
4	Расчетный расход газа на ГРПШ при $t=0^{\circ}\text{C}$ и $P=0,101$ МПа, м ³ /ч	$V_{мах.} = 37,1$ м ³ /ч $V_{мин.} = 3,7$ м ³ /ч
5	Пропускная способность регулятора РДК-ЭКФО-50/20НЗ, при $P_{вх.расч.} = 0,53$ МПа (5,3 кгс/см ²), м ³ /ч	277
6	Загрузка регулятора РДК-ЭКФО-50/20НЗ при $P_{вх.расч.} = 0,53$ МПа (5,3 кгс/см ²) и при $V_{мах.}$, %	13,4
7	Верхний предел срабатывания предохранительного запорного клапана, МПа	0,0075
8	Верхний предел срабатывания предохранительного сбросного клапана ПСК-25Н/5, МПа	0,0045
9	Габариты ГРПШ	1,3x0,7x2,187

5	Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ (н.п. Лисри)	ГРПШ-РДК-ЭКФО-50Н- 1/1-4-44-ОГ-У
1	2	3
1	Регулятор давления газа	РДК-ЭКФО-50/20НЗ - 2 шт. (основная и резервная линии редуцирования)
2	Давление газа на входе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вх.мах} \leq 0,6$ (6,0); $P_{вх.расч.} = 0,51$ (5,1)
3	Давление газа на выходе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вых.} = 0,003$ (0,03)
4	Расчетный расход газа на ГРПШ при $t=0^{\circ}\text{C}$ и $P=0,101$ МПа, м ³ /ч	$V_{мах.} = 37,1$ м ³ /ч $V_{мин.} = 3,7$ м ³ /ч
5	Пропускная способность регулятора РДК-ЭКФО-50/20НЗ, при $P_{вх.расч.} = 0,51$ МПа (5,1 кгс/см ²), м ³ /ч	268
6	Загрузка регулятора РДК-ЭКФО-50/20НЗ при $P_{вх.расч.} = 0,51$ МПа (5,1 кгс/см ²) и при $V_{мах.}$, %	13,8
7	Верхний предел срабатывания предохранительного запорного клапана, МПа	0,0075
8	Верхний предел срабатывания предохранительного сбросного клапана ПСК-25Н/5, МПа	0,0045
9	Габариты ГРПШ	1,3x0,7x2,187
6	Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ (н.п. Камсхо)	ГРПШ-РДК-ЭКФО-50Н- 1/1-4-53-ОГ-У
1	Регулятор давления газа	РДК-ЭКФО-50/20НЗ – 2 шт. (основная и резервная линии редуцирования)
2	Давление газа на входе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вх.мах} \leq 0,6$ (6,0); $P_{вх.расч.} = 0,44$ (4,4)
3	Давление газа на выходе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вых.} = 0,003$ (0,03)
4	Расчетный расход газа на ГРПШ при $t=0^{\circ}\text{C}$ и $P=0,101$ МПа, м ³ /ч	$V_{мах.} = 44,4$ м ³ /ч $V_{мин.} = 4,4$ м ³ /ч
5	Пропускная способность регулятора РДК-ЭКФО-50/20НЗ, при $P_{вх.расч.} = 0,44$ МПа (4,4 кгс/см ²), м ³ /ч	238
6	Загрузка регулятора РДК-ЭКФО-50/20НЗ при $P_{вх.расч.} = 0,44$ МПа (4,4 кгс/см ²) и при $V_{мах.}$, %	18,6
7	Верхний предел срабатывания предохранительного запорного клапана, МПа	0,0075
8	Верхний предел срабатывания предохранительного сбросного клапана ПСК-25Н/5, МПа	0,0045
9	Габариты ГРПШ	1,3x0,7x2,187

7	Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ (ВТРК Мамисон)	ГРПШ-РДП-ЭКФО-100В- 1/1-4-5210-ОГ-У-Т-СГ
1	2	3
1	Регулятор давления газа	РДК-ЭКФО-100В - 2 шт. (основная и резервная линии редуцирования)
2	Давление газа на входе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вх.мах} \leq 0,6$ (6,0); $P_{вх.расч.} = 0,4$ (4,0)
3	Давление газа на выходе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вых.} = 0,3$ (3,0)
4	Расчетный расход газа на ГРПШ при $t=0^{\circ}\text{C}$ и $P=0,101$ МПа, м ³ /ч	$V_{мах.} = 4342,0$ м ³ /ч $V_{мин.} = 434,2$ м ³ /ч
5	Пропускная способность регулятора РДК-ЭКФО-100В, при $P_{вх.расч.} = 0,4$ МПа (4,0 кгс/см ²), м ³ /ч	5275
6	Загрузка регулятора РДК-ЭКФО-50/20НЗ при $P_{вх.расч.} = 0,4$ МПа (4,0 кгс/см ²) и при $V_{мах.}$, %	82
7	Верхний предел срабатывания предохранительного запорного клапана, МПа	0,42
8	Верхний предел срабатывания предохранительного сбросного клапана ПСК-50В/700, МПа	0,39
9	Габариты ГРПШ	3,6x1,6x2,2
8	Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ (н.п. Калак)	ГРПШ-РДК-ЭКФО-50Н- 1/1-4-45-ОГ-У
1	Регулятор давления газа	РДК-ЭКФО-50/20НЗ – 2 шт. (основная и резервная линии редуцирования)
2	Давление газа на входе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вх.мах} \leq 0,6$ (6,0); $P_{вх.расч.} = 0,4$ (4,0)
3	Давление газа на выходе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вых.} = 0,003$ (0,03)
4	Расчетный расход газа на ГРПШ при $t=0^{\circ}\text{C}$ и $P=0,101$ МПа, м ³ /ч	$V_{мах.} = 37,9$ м ³ /ч $V_{мин.} = 3,8$ м ³ /ч
5	Пропускная способность регулятора РДК-ЭКФО- 50/20НЗ, при $P_{вх.расч.} = 0,4$ МПа (4,0 кгс/см ²), м ³ /ч	220
6	Загрузка регулятора РДК-ЭКФО-50/20НЗ при $P_{вх.расч.} = 0,4$ МПа (4,0 кгс/см ²) и при $V_{мах.}$, %	17,2
7	Верхний предел срабатывания предохранительного запорного клапана, МПа	0,0075
8	Верхний предел срабатывания предохранительного сбросного клапана ПСК-25Н/5, МПа	0,0045
9	Габариты ГРПШ	1,3x0,7x2,187

9	Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ (н.п. Згил)	ГРПШ-РДК-ЭКФО-50Н- 1/1-4-98-ОГ-У
1	2	3
1	Регулятор давления газа	РДК-ЭКФО-50/20НЗ – 2 шт. (основная и резервная линии редуцирования)
2	Давление газа на входе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вх.мах} \leq 0,6$ (6,0); $P_{вх.расч.} = 0,4$ (4,0)
3	Давление газа на выходе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вых.} = 0,003$ (0,03)
4	Расчетный расход газа на ГРПШ при $t=0^{\circ}C$ и $P=0,101$ МПа, м ³ /ч	$V_{мах.} = 81,4$ м ³ /ч $V_{мин.} = 8,1$ м ³ /ч
5	Пропускная способность регулятора РДК-ЭКФО-50/20НЗ, при $P_{вх.расч.} = 0,4$ МПа (4,0 кгс/см ²), м ³ /ч	220
6	Загрузка регулятора РДК-ЭКФО-50/20НЗ при $P_{вх.расч.} = 0,4$ МПа (4,0 кгс/см ²) и при $V_{мах.}$, %	37,0
7	Верхний предел срабатывания предохранительного запорного клапана, МПа	0,0075
8	Верхний предел срабатывания предохранительного сбросного клапана ПСК-25Н/5, МПа	0,0045
9	Габариты ГРПШ	1,3x0,7x2,187

В качестве отключающих устройств, проектными решениями предусмотрено применение:

- кранов шаровых изолирующих стальных полнопроходных PN1,6 надземной установки DN 200 (2 шт.), DN 150 (2 шт.), DN 100 (7 шт.), DN 50 (7 шт.),
- кранов шаровых стальных полнопроходных с полиэтиленовыми патрубками подземной установки DN 200 (2 шт.), DN 150 (1 шт.), DN 50 (1 шт)

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

Давление газа в точке подключения принято согласно техническим условиям на присоединение объекта газификации № 60/22 от 18.07.2022г., выданным ООО «Газпром межрегионгаз» и составляет $P = 1,2$ МПа.

Диаметры газопровода приняты на основании технических условий на присоединение объекта газификации №60/22 от 18.07.2022г., выданных ООО «Газпром межрегионгаз», а также на основании гидравлического расчета, выполненного ООО «ОСК-Центр».

Внутреннюю обвязку ГРП (регуляторы давления, фильтры, краны и т. д.) подбирает и рассчитывает завод изготовитель, согласно опросным листам, предоставленных проектной организацией ООО «ОСК-Центр».

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

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

Срок службы газового оборудования в комплектации ГРП, предоставляемого заводом изготовителем «ЭКС-ФОРМА», составляет 35 лет.

Срок службы запорной арматуры, предоставляемой заводом изготовителем ООО "Вектор-Р" г. Санкт-Петербург, составляет 40 лет.

11 Перечень мероприятий по энергосбережению

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

- применение полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 58121.2-2018 для прокладки газопроводов высокого давления ($P \leq 1,2$ МПа и $P \leq 0,6$ МПа), не требующее электрохимической защиты газопровода от коррозии, обеспечивающее экономию электрической энергии;

- оснащение ГРП узлами учета расхода газа на собственные нужды, обеспечивающими рациональное использование газа и осуществление анализа коммерческого потребления газа.

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

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

Проектом разработан оптимальный вариант трассировки газопровода, его глубина залегания, что позволит экономить энергоресурсы в период строительства.

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

В соответствии с физическими объемами строительно-монтажных работ, весом конструкций, принятыми методами организации строительства определена потребность строительства в основных машинах, механизмах и транспортных средствах и приведена в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Потребность строительства в основных машинах, механизмах и транспортных средствах

Наименование строительных машин и транспортных средств	Марка	Потребное кол-во, шт.	Область применения
1	2	3	4
Экскаватор ковшовый ёмк. 0,5м ³ с гидромолотом МГ-300	ЭО 3223 мощн.74кВт	2	Разработка грунта в траншее и котлованах, обратная засыпка, рыхление грунта
Автомобильный кран (10 т)	КС-3562А	2	СМР (монтаж трубопровода)
Автомобильный кран (32 т)	КС-55733-17	2	СМР (монтаж надземных переходов)
Автовышка	ПСС-121.22 на шасси «Урал»	1	Монтаж опор и труб на опоры
Бульдозер	ДЗ-162, мощн. 95л.с	2	Перемещение грунта
Автотранспорт	МАЗ-5340	2	Перевозка материалов и конструкций
Автобус	ПАЗ-4234	2	Перевозка людей
Передвижная электростанция	АД-30	1	Обеспечение электроэнергией
Передвижной компрессор	ЗИФ-ПВ-10/0,7	1	Обеспечение сжатым воздухом
Передвижной компрессор	ЗИФ-ПВ-20/2,2 240 кВт	1	Опрессовка и продувка трубопровода
Сварочный агрегат	АДД-4004	1	Сварка труб
Сварочный агрегат	ПРОТВА	1	Сварка труб п/э (ЗН)
Установка для сварки полиэтиленовых труб	Widos 4900 с блоком CNC 3.0	1	Сварка труб п/э встык
Рентгеномагнитографическая лаборатория	РМЛ-213	1	Контроль сварных стыков
Дефектоскоп ультразвуковой	УД2-12	1	Контроль сварных соединений
Водовозка	ЗИЛ-130	1	Подвозка воды

Водовозка АЦ40 ёмк.3м ³	ЗИЛ-131Н	1	Для противопожарных мероприятий
Автосамосвал	КАМАЗ-55111	4	Отвозка грунта, привозка песка
Пневмотрамбовка	ИП-4503	2	Уплотнение грунта
Асфальтокаток	ДУ-54	1	Уплотнение слоёв покрытия
Буровая установка	Bauer BG28	1	Бурение ям под фундаменты
Мобильная дробильная установка	Sandvik Qj340	1	Дробление грунта для обратной засыпки
Автобетоносмеситель	58062	1	Доставка бетона
Молоток отбойный	МОП-3	2	Доработка грунта, разборка покрытия
Тросовая лебедка	TOR MTM5400	1	Протягивание плети газопровода
Пункт мойки колёс автотранспорта	К-1(МП)	1	Очистка колёс автотранспорта
Фреза дорожная	WIRTGEN W100H	1	Срезка асфальтобетонного
Транспортно-бытовая машина	ТБМ-1	5	Для отдыха и приема пищи рабочих

Возможно использование других марок техники и агрегатов с аналогичными техническими характеристиками.

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

Средняя численность рабочих на строительном-монтажных работах и вспомогательных производствах, исходя из выявленной нормативной трудоемкости и принятой продолжительности строительства, составит 51 человек.

В общем количестве работающих, численность отдельных категорий работников, согласно расчетным нормативам (том ПОС п. 15 стр.52), принимается следующей:

ИТР $51 \times 0,09 = 5$ человек;

Рабочие $51 \times 0,834 = 42$ человек;

Служащие, МОП, охрана $51 \times 0,076 = 4$ человек.

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

Эксплуатация газового хозяйства, техническое обслуживание, ремонт газопроводов и газового оборудования должны осуществляться в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления" от 15.12.2020г. №531; Правила технической эксплуатации и требованиям безопасности труда в газовом хозяйстве, а также согласно инструкциям заводов-изготовителей и производственных инструкций, обеспечивающих безопасное проведение работ, согласованных с Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

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

Организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, должна иметь лицензию Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на данный вид работ в области промышленной безопасности и соблюдать требования промышленной безопасности в объеме вышеуказанного Федерального закона, в том числе:

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

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

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

Работающие должны обеспечиваться спецодеждой, спец. обувью, средствами индивидуальной защиты, а также им должны предоставляться льготы в соответствии с действующими нормами.

В соответствии с требованиями Федерального закона от 21 июля 1997г № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (изм. от 11.06.2021г.) организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана заключить

договор страхования риска ответственности за причинение вреда жизни, здоровью или имуществу других лиц и окружающей природной среде в случае аварии на опасном производственном объекте.

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

При эксплуатации подземных газопроводов эксплуатирующая организация должна обеспечить мониторинг и устранение:

- утечек природного газа;
- повреждений изоляции труб газопроводов и иных повреждений газопроводов;
- повреждений сооружений, технических и технологических устройств сетей газораспределения и газопотребления;
- неисправностей в работе средств электрохимической защиты и трубопроводной арматуры.

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

Срок эксплуатации полиэтиленового газопровода – 50 лет.

Срок эксплуатации стального газопровода – 50 лет.

Если при работе на установке произошло повреждение других смежных коммуникаций, необходимо сообщить их владельцу о происшедшей аварии и прекратить работу до получения разрешения на производство работ.

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

Автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа (АСУ ТП РГ) и автоматизированная система учета газа (АСУГ) предусматривается для:

- ГРПБ (понижающий);
- ГРПШ (ВТРК Мамисон).

15.1 Исходные данные

Средства АСУ ТП РГ для ГРПБ и ГРПШ разрабатываются на основании:

- технических условий № 137 от 22.02.2022г. ООО «Газпром газораспределение Владикавказ».
- опросных листов заводу-изготовителю ГРПБ, ГРПШ (см. сборник спецификаций основного оборудования и материалов том ССО);
- опросного листа №001 на телемеханический пульт управления СТМ «АКТЕЛ» от 25 ноября 2015г., разработанному ООО «АКСИТЕХ» г. Москва (см. сборник спецификаций основного оборудования и материалов том ССО).

15.2 Назначение системы

АСУ ТП РГ и АСУГ предназначена для выполнения следующих функций:

- контроль состояния технологического оборудования ГРПБ и ГРПШ.
- сбор данной информации и передача на диспетчерский пункт (ДП) ООО «Газпром газораспределение Владикавказ» в г. Владикавказ;
- отображение на ДП ООО «Газпром газораспределение Владикавказ» в г. Владикавказ данных о состоянии технологического оборудования ГРПБ и ГРПШ, создание отчетной документации.

15.3 Цели создания системы

Создаваемая система АСУ ТП РГ ГРПБ и ГРПШ обеспечивает сбор необходимой информации, передаваемой от КАС КП на ДП ООО «Газпром газораспределение Владикавказ» в г. Владикавказ для осуществления:

- мониторинга режима работы технологического оборудования;
- анализа технологического процесса распределения газа в сетях высокого и низкого давления, для обеспечения устойчивого и безопасного функционирования;
- безопасности и охраны производственных объектов;
- контроля аварийных и нештатных ситуаций;
- формирования информации для оперативного персонала аварийно-диспетчерских служб при локализации аварийных ситуаций на участках газораспределительной сети;
- обеспечения своевременных ликвидаций аварийных ситуаций и нештатных ситуаций с помощью выездных бригад, на основании данных АСУ ТП РГ;
- создания автоматизированной отчетности по технологическим процессам ГРПБ и ГРПШ.

Созданная система не предусматривает автоматическое регулирование технологическим процессом (изменение настроек узлов редуцирования газа)

15.4 Основные решения по АСУ ТП РГ

В ООО «Газпром газораспределение Владикавказ» г. Владикавказ на уровне ПУ для АСУ ТП РГ и АСУГ предусмотрен ПУ СТМ «АКТЕЛ» согласно опросному листу №001 на телемеханический пульт управления СТМ «АКТЕЛ» от 25 ноября 2015г., разработанному ООО «АКСИТЕХ» г. Москва.

Организация ПУ СТМ «АКТЕЛ» включает:

1. поставку оборудования ПУ
2. поставку программного обеспечения ПУ СТМ (ПО);
3. настройку и конфигурирование ПО и БД;
4. работы по интеграции (СТМ и СКЗ, оснащенных ОРС- сервером);
5. строительно-монтажные работы;
6. пуско-наладочные работы.

Доступ к ПУ осуществляется диспетчером АО «Газпром газораспределение Владикавказ» в г. Владикавказ посредством проектируемого АРМ.

Система телеметрии СТМ «АКТЕЛ» предназначена для непрерывного дистанционного контроля технологических параметров удаленных объектов (ГРПБ, ГРПШ), сбор, регистрацию и передачу электрических сигналов с датчиков технологических параметров и датчиков состояния технологического оборудования.

С проектируемого пульта управления СТМ «АКТЕЛ», устанавливаемого на ЦДП АО «Газпром газораспределение Владикавказ» обеспечивается контроль и управление ГРПБ, ГРПШ.

15.5 Общесистемные решения

АСУ ТП РГ ГРПБ и ГРПШ организована в соответствии со следующей иерархией:

- уровень КП (контролируемый пункт) – «нижний уровень»;
- уровень связи – «средний уровень»;
- уровень ПУ (пункт управления) - «верхний уровень».

На уровне КАС КП осуществляется сбор технологических параметров, их преобразование и передача на ПУ.

Уровень связи обеспечивает безопасную передачу информации между «нижним» и «верхним» уровнем.

На уровне ПУ обеспечивается сбор, обработка и сохранение технологических данных, получаемых от КАС КП, контроль состояния технологического оборудования и отклонения технологических параметров от установленных значений.

Проектируемый ПУ АСУ ТП РГ на базе СТМ «АКТЕЛ» производства ООО «АКСИТЕХ» г. Москва обеспечивает выполнение требований, регламентированных СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-11-1-2022 «Автоматизированные системы управления технологическим процессом распределения газа. Общие технические условия».

КАС КП ГРПБ (понижающий) принят типа «АКТЕЛ-3», производства ООО «АКСИТЕХ» г. Москва.

КАС КП ГРПШ (ВТРК Мамисон) принят типа «АКТЕЛ-2», производства ООО «АКСИТЕХ» г. Москва.

Проектируемый КАС КП производства ООО «АКСИТЕХ» г. Москва обеспечивают выполнение требований, регламентированных СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-11-1-2022 «Автоматизированные системы управления технологическим процессом распределения газа. Общие технические условия».

Связь и передача информации с проектируемого КАС КП осуществляется по каналу сотовой связи с использованием технологии GPRS (от КАС КП на ПУ на базе СТМ «АКТЕЛ»), далее по существующей локальной вычислительной сети ООО «Газпром газораспределение Владикавказ» на АРМ диспетчера ООО «Газпром газораспределение Владикавказ» в г. Владикавказ.

В качестве основного канала связи КАС КП с ПУ используется канал сотовой связи GSM/ GPRS. В качестве резервного канала связи КАС КП с ПУ (в случае временного отсутствия связи) канал сотовой связи GSM/ CSD.

Проектными решениями предусматривается АСУ ТП РГ ПРГ на уровне КАС КП.

Схему структурную АСУ ТП РГ см. лист 21-ТКР.ГЧ.

15.6 Общие сведения об объектах автоматизации ГРПБ и ГРПШ

Объектами автоматизации являются ГРПБ (понижающий) и ГРПШ (ВТРК Мамисон).

Производитель ПРГ - ООО ПКФ «ЭКС-ФОРМА» г. Саратов.

ГРПБ и ГРПШ являются готовым сертифицированными изделиями.

Комплектация ГРПБ предусмотрена согласно требованиям опросных листов, разработанных ООО «ОСК-Центр».

ГРПБ установлен в месте, имеющем возможность подключения к существующим электрическим сетям.

ГРПБ состоит из трех помещений:

- технологического отсека;
- отсек телеметрии;
- отопительный отсек.

Отопление ГРПБ – от АОГВ.

ГРПШ состоит из двух помещений:

- технологического отсека;
- отсек телеметрии.

Обогрев помещений от газовых обогревателей.

В состав оборудования ГРПБ и ГРПШ входят:

- отключающие устройства;
- фильтр;
- узел редуцирования;
- счетчик расхода газа на собственные нужды;
- средства АСУ ТП РГ.
- средства охранно-пожарной сигнализации (для ГРПБ);
- кабельная продукция, отборные устройства, бобышки и закладные элементы, обеспечивающие установку средств автоматизации.

Установка узла учета газа на собственные нужды (отопление ПРГ) предусмотрена в соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 30.04.2021 № 1152-р (п. 4 плана «дорожная карта») - устанавливать интеллектуальные приборы учета поставляемого газа, дополнительно руководствуясь рекомендованным ООО «Газпром межрегионгаз» перечнем интеллектуальных счетчиков, для учета газа на собственные нужды в газораспределительных организациях. Данные со счетчика передаются по GSM каналу поставщику газа.

Сигнализаторы загазованности, в соответствии с п. 4.6.10 ГОСТ 34011-2016 «Системы газораспределительные. Пункты газорегуляторные блочные. Пункты редуцирования газа шкафные. Общие технические требования», заблокированы с быстродействующим запорным

клапаном, установленным на газопроводе к отопительному газоиспользующему оборудованию.

Для связи КАС КП предусмотрена направленная GSM - антенна.

Датчики измерения технологических параметров и датчики состояния технологического оборудования, кабельная продукция, отборные устройства, бобышки и закладные элементы, обеспечивающие установку средств автоматизации - комплект поставки ГРПБ и ГРПШ.

15.7 Функции АСУ ТП РГ ГРПБ

На нижнем (локальном) уровне в ГРПБ реализованы следующие задачи:

– измерение следующих параметров с передачей данных на контроллер системы телеметрии (аналоговый сигнал):

1) давление газа на входе в ГРПБ, датчик установлен в технологическом помещении ГРПБ;

2) давление газа на выходе из ГРПБ, датчик установлен в технологическом помещении ГРПБ;

3) перепад давления на фильтрах;

4) температура газа на входе в ГРПБ, датчик установлен в технологическом помещении ГРПБ;

5) температура воздуха в технологическом помещении;

6) температура воздуха в отопительном помещении;

7) загазованность на метан технологического помещения;

8) уровень заряда электрической батареи САЭ.

– контроль состояния следующих параметров с передачей данных на контроллер системы телеметрии (дискретный сигнал):

1) положение отключающих клапанов (ПЗК);

2) положение каждой двери ГРПБ - (открыта/закрыта);

3) санкционированный доступ в ГРПБ - (свой/чужой);

4) загазованность на метан отопительного помещения;

5) загазованность на оксид углерода отопительного помещения;

6) срабатывание пожарной сигнализации (ВНИМАНИЕ / ПОЖАР / НЕИСПРАВНОСТЬ).

15.8 Функции АСУ ТП РГ ГРПШ

На нижнем (локальном) уровне в ГРПШ реализованы следующие задачи:

– измерение следующих параметров с передачей данных на контроллер системы телеметрии (аналоговый сигнал):

1) давление газа на входе в ГРПБ, датчик установлен в технологическом отсеке ГРПШ;

2) давление газа на выходе из ГРПШ, датчик установлен в технологическом отсеке ГРПШ;

3) перепад давления на фильтрах;

4) температура воздуха в ГРПШ;

5) уровень заряда электрической батареи САЭ.

– контроль состояния следующих параметров с передачей данных на контроллер системы телеметрии (дискретный сигнал):

6) положение отключающих клапанов (ПЗК);

7) положение каждой двери ГРПШ - (открыта/закрыта);

- 8) санкционированный доступ в ГРПШ - (свой/чужой);
- 9) санкционированный доступ в шкаф телеметрии - (свой/чужой).

15.9 Техническое обеспечение

Для осуществления сбора, регистрации, хранения информации и передачи информации на верхний уровень ООО «Газпром газораспределение Владикавказ» г.Владикавказ, предусмотрен КАС КП типа «АКТЕЛ-3» в ГРПБ и типа «АКТЕЛ-2» в ГРПШ.

Разрешительные документы на автономный комплекс телеметрии АКТЕЛ:

– Система добровольной сертификации ГАЗСЕРТ. Сертификат соответствия №ЮАЧ1.RU.1406.Н.00064 П001390. Срок действия с 28.06.2021 по 15.06.2024г.

– Евразийский экономический союз. Сертификат соответствия №ЕАЭС RU C- RU.ВН02.В.00573/20. Срок действия с 25.09.20210 по 24.09.2025.

КАС КП типа «АКТЕЛ-3» - комплект поставки ГРПБ.

КАС КП типа «АКТЕЛ-2» - комплект поставки ГРПШ.

15.10 Размещение оборудования АСУ ТП РГ на ГРПБ и ГРПШ.

Монтаж средств АСУ ТП РГ, установленных в ГРПБ и ГРПШ выполняет завод-изготовитель ПРГ с учетом рекомендаций заводов-изготовителей на предусмотренное оборудование.

ГРПБ

В технологическом помещении ГРПБ предусмотрена установка:

- датчика давления газа на входе в ГРПБ;
- датчика давления газа на выходе из ГРПБ;
- датчиков перепада давления на фильтрах;
- термопреобразователя температуры газа на входе в ГРПБ;
- термопреобразователя температуры воздуха в технологическом помещении;
- датчиков положения защитных устройств (ПЗК);
- датчика положения двери технологического помещения;
- датчика санкционированного/несанкционированного доступа в технологическое помещение;

– датчик контроля загазованности технологического помещения на метан;

В отопительном помещении ГРПБ предусмотрена установка:

- термопреобразователя температуры воздуха в отопительном помещении;
- датчика положения двери отопительного помещения;
- датчика санкционированного/несанкционированного доступа в отопительное помещение;

– датчика контроля загазованности отопительного помещения на метан;

– датчика контроля загазованности отопительного помещения на угарный газ;

В помещении телеметрии ГРПБ предусмотрена установка:

- КАС КП типа «АКТЕЛ-3»;
- датчика положения двери помещения телеметрии;
- датчика санкционированного/несанкционированного доступа в помещение телеметрии;
- прибора пожарной сигнализации.

ГРПШ

В технологическом отсеке ГРПШ предусмотрена установка:

- датчика давления газа на входе в ГРПШ;
- датчика давления газа на выходе из ГРПШ;
- датчиков перепада давления на фильтрах;
- термопреобразователя температуры воздуха в ГРПШ;
- датчиков положения защитных устройств (ПЗК);
- датчика положения двери технологического помещения;
- датчика санкционированного/несанкционированного доступа в технологическое помещение;

В отсеке телеметрии ГРПШ предусмотрена установка:

- КАС КП типа «АКТЕЛ-2»;
- датчика положения двери помещения телеметрии;
- датчика санкционированного/несанкционированного доступа в помещение телеметрии;
- датчика санкционированного/несанкционированного доступа в шкаф телеметрии.

15.11 Электропитание на ГРПБ и ГРПШ.

Требования к электроснабжению КАС КП определены в соответствии с СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-11-1-2022 «Автоматизированные системы управления технологическим процессом распределения газа. Общие технические условия» п. 6.17.

Электроснабжение КАС КП, установленного в ГРПБ, осуществляется от ВРУ ГРПБ (в соответствии с решениями раздела электроснабжения).

КАС КП подключаемые к сети электроснабжения имеют резервный источник питания. Время работы резервного источника составляет не менее 24 часов. Переключение с основного источника на резервный должно выполняться автоматически без нарушения функционирования комплекса средств автоматизации КП.

При снижении уровня заряда резервного электроснабжения КП ниже 15% циклическая передача данных должна быть отключена (в этом случае данные между КАС КП и ПУ передаются спорадически).

Электроснабжение КАС КП, установленного в ГРПШ не предусматривается в связи с использованием автономного источника питания – аккумуляторного блока.

Аккумуляторный блок обеспечивает работу компонентов автоматизированной системы не менее 1 года без перезаряда.

15.12 Мероприятия, обеспечивающие безопасность эксплуатации оборудования

Предусмотренные средства АСУ ТП РГ отвечают требованиям безопасности:

- требованиям по безопасности электротехнических изделий - по ГОСТ 12.2.007.0-75;
- требования по защитному заземлению - по ГОСТ 12.1.030-81, ПУЭ гл.1.7; СО 153-34.21.122-2003;
- общие требования к взрывобезопасности - по ГОСТ 12.1.010-76;
- требования к взрывобезопасности электроустановок - по ПУЭ, разд. 7; СП 423.1325800.2018; ГОСТ 12.2.020-76.

Датчики и приборы, устанавливаемые в ГРПБ и ГРПШ (зона - взрывоопасная, класс взрывоопасности – В-1а по ПУЭ, зона класса 2а по ГОСТ 31610.0-2019) должны иметь уровень взрывозащиты или степень защиты – «повышенная надежность против взрыва» для аппаратов и приборов искрящих или подверженных нагреву выше 80°C - уровень Gc. Повышенная

надежность против взрыва - обеспечивается "взрывонепроницаемой оболочкой" и (или) "искробезопасной электрической цепью".

Во взрывоопасных зонах применяются контрольные и силовые кабели с медными жилами согласно требованиям ПУЭ.

15.13 Трубная проводка

Трубная проводка в ГРПБ и ГРПШ предусматривается заводом-изготовителем. Монтаж и испытание трубных проводок должны отвечать требованиям СП 75.13330.2011 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы» (СНиП 3.05.05-84) и СП 77.13330.2016 "Свод правил. Системы автоматизации" Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85.

15.14 Электрическая проводка

Прокладка контрольных и питающих кабелей, проектируемых КАС КП предусматривается заводом-изготовителем ГРПБ и ГРПШ и должна соответствовать требованиям ПУЭ, СП 77.13330.2016, СП 423.1325800.2018.

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

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

В соответствии с п. 1 «Требований по обеспечению транспортной безопасности объектов (зданий, строений, сооружений), не являющихся объектами транспортной инфраструктуры и расположенных на земельных участках, прилегающих к объектам транспортной инфраструктуры и отнесенных в соответствии с земельным законодательством Российской Федерации к охранным зонам земель транспорта», утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации от 23.01.2016 №29, учитывающих любые уровни безопасности объектов транспортной инфраструктуры и транспортных средств, предусмотренные статьей 7 Федерального закона №16 «О транспортной безопасности» от 09.02.2007 с изм. от 14.03.2022, устанавливается следующее:

- своими действиями и (или) бездействием не создавать условий, способствующих совершению актов незаконного вмешательства в отношении объекта транспортной инфраструктуры;
- незамедлительно информировать субъект транспортной инфраструктуры о подозрениях или фактах возможной подготовки совершения акта незаконного вмешательства в отношении объекта транспортной инфраструктуры;
- организовать контроль за входом (выходом) физических лиц, въездом (выездом) транспортных средств, вносом (выносом), ввозом (вывозом) грузов и иных материальных объектов на объект, в том числе в целях предотвращения возможности размещения или попытки размещения взрывных устройств (взрывчатых веществ), проноса (провоза) оружия и боеприпасов.

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

17 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащённость

Согласно требованиям Федерального закона №116-ФЗ от 21.07.1997г. (ред. от 11.06.2021) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (действует с 01.07.2021 г.) и Постановлением Правительства РФ №870 от 29.10.2010г. (ред. от 14.12.2018) «Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления», (действует с 27.12.2018), в каждой организации из числа руководителей или специалистов, прошедших аттестацию, назначаются лица, ответственные за безопасную эксплуатацию опасных производственных объектов систем газоснабжения в целом и за каждый участок (объект) в целом.

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

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

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

Согласно инженерно-геологическим изысканиям трасса проектируемого газопровода прокладывается в непучинистых (ИГЭ 4, 5, 5а), грунтах.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов рассчитана по формуле 5.3 СП 22.13330.2016 с учетом сведений о температурном режиме по метеостанции Владикавказ составляет для крупнообломочных грунтов составляет – 0,82 м.

Расчетная глубина сезонного промерзания грунтов принимается по п.5.5.4 СП 22.13330.2016 для фундаментов неотапливаемых сооружений с коэффициентом, учитывающим влияние теплового режима сооружения $k_h=1.1$ и составляет для крупнообломочных грунтов – 0,90 м

Для непучинистых грунтов в проекте принята глубина до верха трубы 1,0 м.

Для уменьшения негативного воздействия сил морозного пучения, вертикальные участки газопровода (контрольные трубки, входы и выходы газопровода из земли) предусматривается засыпать в радиусе 0,5 м не смерзающимся сыпучим грунтом (песком средне- и крупнозернистым) на всю глубину траншеи.

Согласно п.5.6.3* СП 62.13330.2011*, при проектировании подземных газопроводов на площадках строительства сейсмичностью более 6 баллов, на подрабатываемых и закарстованных территориях предусмотрены контрольные трубки:

- в местах пересечения с другими сетями инженерно-технического обеспечения;
- на углах поворотов газопроводов (кроме выполненных упругим изгибом);
- в местах разветвления сети;
- на переходах от подземной прокладки в надземную;
- в местах расположения переходов полиэтилен - сталь;
- в местах врезки.

Согласно п.5.6.6, п.5.6.6а СП 62.13330.2011*, при сейсмичности площадки строительства более 6 баллов, на подрабатываемых и закарстованных территориях, в районах многолетнемерзлых грунтов и при прокладке газопроводов в скальных, дисперсных и крупнообломочных грунтах, предусмотрено применение полиэтиленовых газопроводов:

- высокого давления (свыше 0,6 до 1,2 МПа включительно) 1 категории из труб полиэтиленовых ПЭ100 ГАЗ SDR9 (МУЛЬТИПАЙП ПРО РС) ГОСТ Р 58121.2-2018 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,0;

- высокого давления (свыше 0,3 до 0,6 МПа включительно) 2 категории из труб полиэтиленовых ПЭ 100 ГАЗ SDR11 (МУЛЬТИПАЙП ПРО РС) ГОСТ Р 58121.2-2018 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,0.

В местах подсоединения газопроводов к ГРПБ, ГРПШ предусмотрены устройства компенсаторов согласно п.5.6.13 СП 62.13330.2011*.

Величина ударной вязкости металла труб и соединительных деталей с толщиной стенки 5мм и более должна быть не ниже 30 Дж/см². При этом величина ударной вязкости основного металла труб и соединительных деталей должна определяться при минимальной температуре эксплуатации, согласно п.4.12 СП 62.13330.2011*.

Толщина стенок стальных труб принята не менее 3 мм для труб диаметром до 50 мм, 4 мм - диаметром свыше 50 до 200 мм и не менее 6 мм - для труб диаметром более 200 мм, согласно п.5.6.13.3 СП 62.13330.2011*.

Крепление надземных газопроводов к опорам выполнено свободным с предохранением труб от возможного сброса, согласно п.5.6.13.5 СП 62.13330.2011*.

19 Обоснование проектных решений

19.1 Газопроводы

Присоединение подземного проектируемого подземного полиэтиленового газопровода высокого давления $\varnothing 250 \times 27,9$ к газопроводу (на выходе из ГРС Зарамаг) высокого давления $P=1,2$ МПа $\varnothing 250 \times 27,9$ осуществляется с помощью муфты, согласно техническим условиям №137 от 22.02.2022г., ООО «Газпром газораспределение Владикавказ».

Давление газа в точке подключения принято согласно техническим условиям на присоединение объекта газификации №60/22 от 18.07.2022г., выданным ООО «Газпром межрегионгаз» и составляет $P = 1,2$ МПа.

Диаметры газопровода приняты на основании гидравлического расчета, выполненного ООО «ОСК-Центр».

Проектом предусматривается:

- прокладка газопровода высокого давления $P \leq 1,2$ МПа 1 категории из труб полиэтиленовых Г4 ПЭ100 ГАЗ SDR9 $\varnothing 250 \times 27,9$; $\varnothing 160 \times 17,9$ (МУЛЬТИПАЙП ПРО РС) ГОСТ Р 58121.2-2018 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,0;

- прокладка газопровода высокого давления (свыше 0,6 до 1,2 МПа включительно) 1 категории из труб стальных электросварных прямошовных труб $\varnothing 159 \times 5,0$ по ГОСТ 10704-91 подземно с «усиленной» изоляцией и надземно с антикоррозионным покрытием (врезка, вход в ГРПБ понижающий).

- прокладка газопровода высокого давления (свыше 0,3 до 0,6 МПа включительно) 2 категории из труб полиэтиленовых ПЭ 100 ГАЗ SDR11 $\varnothing 225 \times 20,5$; $\varnothing 160 \times 14,6$; $\varnothing 110 \times 10,0$; $\varnothing 63 \times 5,8$ (МУЛЬТИПАЙП ПРО РС) ГОСТ Р 58121.2-2018 с коэффициентом запаса прочности не менее 2,0 и частично из труб стальных электросварных прямошовных $\varnothing 219 \times 6,0$; $\varnothing 159 \times 5,0$, $\varnothing 57 \times 3,5$ по ГОСТ 10704-91 подземно в изоляции усиленного типа и надземно – с антикоррозионным покрытием (на выходе из ГРПБ понижающий, вход в ГРПШ);

- прокладка газопровода среднего давления (свыше 0,005 до 0,3 МПа включительно) из стальных электросварных прямошовных труб по ГОСТ 10704-91 надземно с антикоррозионным покрытием (выход из ГРПШ ВТРК Мамисон);

- прокладка надземного газопровода низкого давления (до 0,005 МПа включительно) из стальных электросварных прямошовных труб по ГОСТ 10704-91 с антикоррозионным покрытием (выход от ГРПШ н.п. Лисри; н.п. Камсхо; н.п. Калак; н.п. Згил; н.п. Тли; н.п. Тиб; н.п. Сатат);

- установка шаровых кранов стальных в надземном исполнении, изолирующих DN250, DN150, DN100, DN50 (в обвязке ГРПБ, ГРПШ);

- установка шаровых кранов стальных с полиэтиленовыми патрубками в подземном исполнении, DN200; DN150; DN50 (врезка, отвод на Зарамагское СП, отвод н.п. Тли, секционный);

- установка газорегуляторного пункта полной заводской готовности блочного типа, предназначенного для снижения и регулирования давления газа в газораспределительной сети;

- установка газорегуляторных пунктов полной заводской готовности шкафного типа, предназначенных для снижения и регулирования давления газа в газораспределительной сети;

- молниезащита и заземление ГРПБ, ГРПШ;

- укладка сигнальной ленты вдоль всей трассы подземного газопровода из полиэтиленовых труб на расстоянии 0.2 м от верхней. На участках пересечений газопровода открытым способом с подземными инженерными коммуникациями сигнальная лента должна быть уложена вдоль газопровода дважды на расстоянии не менее 0,2 м между собой и на 2,0 м в обе стороны от пересекаемой коммуникации;

- укладка совместно с сигнальной лентой изолированного медного провода-спутника с выводом под ковер для возможности подключения аппаратуры;

- пересечение газопроводом автодороги открытым способом;

- устройство футляра на переходах газопровода через автодорогу;

- установка опознавательных знаков и табличек-указателей для определения местонахождения подземного газопровода на месте присоединения, на углах поворотов, принадлежащих газопроводу, на границах участков трассы газопровода при бестраншейной прокладке. На опознавательный знак наносятся данные о диаметре, давлении, глубине заложения газопровода, материале труб, расстоянии до газопровода, сооружения или характерной точки и другие сведения.

Присоединения полиэтиленового газопровода к стальному выполнены соединениями неразъёмными.

Соединения неразъёмные полиэтиленовых труб со стальными укладываются на основание из песка $\sigma=10$ см, длиной по 1 м в каждую сторону и засыпаются песком на всю высоту траншеи п. 5.26 СП 42-103-2003.

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

19.2 Пересечение и параллельное следование газопровода с автомобильными дорогами

Пересечения автомобильной дороги "Транскам"-Мамисонский перевал и ее съездов выполнены открытым способом в футляре выполнено, согласно техническим условиям № 2124, от 15.12.2021г., выданных Комитетом по транспорту и дорожной инфраструктуре.

Футляры выполнены из полиэтиленовых труб ПЭ100 SDR11 $\varnothing 400 \times 36,3$; $\varnothing 160 \times 14,6$ (техн.) по ГОСТ Р 58121.2-2018.

Пересечения с автомобильной дорогой выполнены под углом, близким к 90° .

Концы футляров при пересечении с автодорогами обозначены опознавательными знаками.

В местах пересечений участков газопровода с автомобильной дорогой предусмотрена установка дорожных знаков «Осторожно! Газопровод» и «Остановка запрещена».

Концы футляра должны иметь уплотнение из диэлектрического водонепроницаемого эластичного материала (Манжета ПМТД-П по ТУ 2531-002-53597015-12).

На одном конце футляра (в верхней точке уклона) устанавливается контрольная трубка, выведенная под защитное устройство (ковер). В местах отсутствия проезда транспорта и прохода людей крышка ковера поднята не менее чем 0,5 м выше уровня земли.

При пересечении газопроводом дорог, учитывая возможную осадку грунта в процессе строительства, траншею в пределах дорог засыпать песчаным грунтом или другим малосжимаемым (модуль деформаций 20 МПа и более) с послойным уплотнением согласно п. 5.1.1* СП 62.13330.2011*.

19.3 Пересечения газопроводом с водными и естественными преградами

Трасса проектируемого газопровода Г4 не пересекает естественные преграды.

Трасса проектируемого газопровода Г3 пересекает следующие естественные преграды надземно:

- ручей б/н (ПК5+75.8);
- р.Сагат (ПК11+5.2);
- р.Тибцнайдон (ПК31+7.5);
- р.Куатедон (ПК48+8.5);
- р. Мамихдон (ПК56+66.0);
- ручей б/н (ПК63+40.3);
- р. Мамихдон (ПК66+89.3);
- р.Лагатком (ПК80+21.6);
- р. Мамихдон (ПК85+18.0);
- р. Мамихдон (ПК97+63.2);
- р.Ручатдон (ПК111+19.9);
- р.Бубудон (ПК116+72.4).

Надземные переходы газопровода через водные преграды размещены не менее 5,0 м по горизонтали от мостов, согласно таблице 4 СП 62.13330.2011*

Высота прокладки надводного перехода газопровода от расчетного уровня подъема воды (ГВВ) до низа трубы или пролетного строения принято не менее 1,0 м согласно п.5.4.4 СП 62.13330.2011*

Пролеты газопровода, расстояния между опорами надземных переходов приняты по результатам комплексного расчета переходов на действие постоянных, временных (снег, ветер, гололед) и динамических (сеймика вдоль и поперек) нагрузок, выполненного в программном комплексе «SCAD++», см. том РР.

Надземный переходы газопровода через водные преграды запроектированы стоечно-балочными. Под газопровод предусмотрены опоры-стойки из трубы 325х7, 159х5 ГОСТ 10704-91. Для увеличения ширины свободного русла реки Мамихдон в переходах применены балочные пролеты. Пролеты выполнены из спаренного швеллера 36П(30П) сталь С345. Для установки газопровода Ø219х6 по ГОСТ 10704-91, проектом предусмотрены опорные пластины, привариваемые к верхнему поясу балок, с последующей установкой газопровода на корпусных опорах КХ по ОСТ 36-146-88.

В качестве фундаментов применены отдельно стоящие монолитные буронабивные сваи Ø800 мм, выполненные из бетона В15.

Участок надземного газопровода по сложному рельефу в районе (ПК117) выполнен на стойках из трубы Ø159х5,0 по ГОСТ 10704-91 с основным шагом опор 5,0 м (определен расчетом в программном комплексе «SCAD++».

В качестве фундаментов применены отдельно стоящие монолитные буронабивные сваи Ø500 мм, выполненные из бетона В15.

19.4 Пересечение газопровода с кабелями связи

Пересечение проектируемого газопровода с кабелем связи ПАО «Ростелеком» выполнено согласно техническим условиям № 01/05/44358/22 от 20.05.2022г., выданных ПАО «Ростелеком».

При пересечении кабеля связи открытым способом, предусмотрено пересечения с кабелями связи под углом, близким к 90° (но не менее 70°-90°) на расстоянии не менее 0,5 м ниже действующих кабелей.

В местах пересечения предусмотрена защита кабелей связи коробом из швеллеров №12 (2шт.), длиной 5,0 м.

При прохождении газопроводом под кабелем связи, все работы в охранной зоне кабелей связи проводить ручным способом без применения ударных инструментов механизмов в присутствии представителей ПАО «Ростелеком».

Разработка проекта по защите, уточнения расположения трассы на местности, места пересечения и параллельного следования кабеля связи, производится только в присутствии представителя Сервисного центра г. Ардон Северо-Осетинского филиала ПАО «Ростелеком».

Для вызова представителя Сервисного центра г. Ардон Северо-Осетинского филиала ПАО «Ростелеком», необходимо обратиться по адресу: г. Ардон, ул. Алагирская, д. 127, телефон: (867) 313-25-09, +7(989)134-46-65.

При параллельном следовании с существующими линиями и сооружениями связи ПАО «Ростелеком» проектируемый газопровод проложен на расстояние не ближе 3 метров.

В охранной зоне ЛКС:

- все работы производить ручным способом без применения ударных инструментов и механизмов в присутствии представителей ПАО «Ростелеком»;

- производить съемку грунта с трасс кабельных линий связи только в присутствии представителя ПАО «Ростелеком»;

- производить работы вблизи охранных зон кабелей связи ПАО «Ростелеком» в выходные и праздничные дни запрещается;

- стыковка труб газопровода в охранной зоне ЛКС запрещается;

- складирование материалов, строительной техники, размещение бытовых помещений в охранной зоне ЛКС запрещается;

- выполнить настил ж/б плит по трассе ВОЛС в зоне движения строительной техники.

На рабочих чертежах проекта сделать предупреждающую запись:

Внимание кабель связи! Работы без представителя Сервисного центра г. Ардон Северо-Осетинского филиала ПАО "Ростелеком" ЗАПРЕЩАЮТСЯ!

Вызов представителя по адресу: г. Ардон, ул. Алагирская, д.127, телефон: (867) 313-25-09, +7 (989) 134-46-65

В траншее на участках пересечения с кабелем связи, проходящим в пределах глубины траншей, должна быть выполнена подсыпка под действующие коммуникации немерзлым песком или другим малосжимаемым (модуль деформаций 20 МПа и более) по всему поперечному сечению траншеи на высоту до половины диаметра пересекаемого кабель связи или его защитной оболочки с послойным уплотнением грунта согласно п. 10.143 СП 42-101-2003.

Размер подсыпки по верху должен быть, как правило, на 1 м больше диаметра пересекаемой коммуникации.

Глубину залегания кабеля связи определить путем обязательного шурфования в присутствии представителя предприятия связи.

В места пересечения с подземными кабелями связи установлены железобетонные столбики-предупредительные знаки.

19.5 Пересечение газопровода с существующими подземными коммуникациями

Существующие подземные инженерные коммуникации и глубина их заложения нанесены согласно топосъемке, в натуре возможны отклонения, а также наличие неуказанных подземных инженерных коммуникаций, что должно уточняться при производстве работ.

Пересечение проектируемого газопровода с существующим подземным магистральным газопроводом и кабелем связи выполнено открытым способом согласно технических условий №02Р-23П-09658 от 29.12.2021г., выданных ООО "Газпром трансгаз Ставрополь".

Проектируемый газопровод проложен в защитном футляре ПЭ100 SDR11 Ø400х36,3 (техн.), ниже МГ и кабельных линий под углом близким 90°. Концы футляра выведены в обе стороны на расстояние не менее 5 м от оси МГ и не менее 2 м от КЛС.

Кабельные линии в месте пересечения с проектируемым газопроводом заключили в футляры из двух швеллеров №12. В месте пересечения установлен замерный столбик.

Расстояние между коммуникациями по вертикали в свету приняли не менее 0,5 м от нижней образующей МГ и защитного футляра кабельных линий до верхней образующей футляра газопровода.

19.6 Пересечение, сближение и параллельное следование газопровода с воздушными линиями электропередач

Пересечения газопроводом высокого давления $P \leq 1,2$ МПа, $P \leq 0,6$ МПа с высоковольтными линиями 110 кВ соответствуют требованиям ПУЭ – 7, а также техническим условиям №27 от 26.01.2022г., на пересечение и параллельное следование проектируемым газопроводом ВЛ-110 кВ ГРК «Мамисон».

Пересечения газопроводом высокого давления $P \leq 0,6$ МПа с высоковольтными линиями 0,4 кВ соответствуют требованиям ПУЭ – 7, техническим условиям №МР8/соф/01/508 от 18.04.2022г., на пересечение и параллельное следование проектируемым газопроводом ВЛ-0,4кВ ГРК «Мамисон».

Пересечение и параллельное следование газопровода воздушных линий электропередач:

- ВЛ 110 кВ! ПК10+66.7 (прокладка газопровода открытым способом);
- ВЛ 110 кВ! ПК29+10.9 (прокладка газопровода открытым способом);
- ЛЭП 0.4 кВ! ПК47+34.3 (прокладка газопровода открытым способом);
- ЛЭП 0.4 кВ! ПК49+35.2 (прокладка газопровода открытым способом);
- ВЛ 110 кВ! ПК51+80.5 (прокладка газопровода открытым способом);
- ВЛ 110 кВ! ПК56+79.0 (прокладка газопровода открытым способом);
- ВЛ 110 кВ! ПК58+58.0 (прокладка газопровода открытым способом);
- ВЛ 110 кВ! ПК59+27.4 (прокладка газопровода открытым способом);
- ВЛ 110 кВ! ПК71+38.8 (прокладка газопровода открытым способом);
- ВЛ 110 кВ! ПК76+62.8 (прокладка газопровода открытым способом);
- ВЛ 110 кВ! ПК99+97.3 (прокладка газопровода закрытым способом).

При пересечении и параллельном следовании проектируемого газопровода высокого давления с ЛЭП 0.4 кВ расстояние по горизонтали до подземной части (фундамента) опор принято согласно требованиям с табл. 2.4.4 ПУЭ (7-ое издание) – не менее 1 м.

При пересечении и параллельном следовании проектируемого газопровода высокого давления с ВЛ 110 кВ расстояние по горизонтали до подземной части (фундамента) опор принято согласно требованиям с табл. 2.5.40 ПУЭ (7-ое издание) – не менее 10 м.

При выполнении работ предусматривается свободный доступ автотранспортной техники и обслуживающего персонала при производстве эксплуатационных и ремонтных работах на ВЛ.

Угол пересечения ВЛ с подземными газопроводами с избыточным давлением газа 1,2 МПа и менее не нормируется, согласно п. 2.5.287 ПУЭ (7-е издание).

19.7 Обозначение трассы

Для обозначения трассы подземного межпоселкового газопровода из полиэтиленовых труб предусматривается укладка сигнальной ленты.

На участках пересечений газопровода открытым способом с подземными инженерными коммуникациями сигнальная лента должна быть уложена вдоль газопровода дважды на расстоянии не менее 0,2 м между собой и на 2,0 м в обе стороны от пересекаемой коммуникации.

Совместно с сигнальной лентой прокладывается изолированный медный провод с выводом под ковер (начало трассы газопровода, выходы из земли) с измерительными контактными зажимами в контрольных точках для возможности подключения аппаратуры.

Прокладка сигнальной ленты и провода спутника на участках перехода водных преград на опорах не предусматривается.

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

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

19.8 Монтаж полиэтиленовых и стальных газопроводов

Монтаж газопроводов должен выполняться специализированной монтажной организацией в соответствии с требованиями СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб», СП 42-103-2003 «Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов».

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

Врезка проектируемого газопровода в существующий производится по специальному плану, утвержденному техническим руководителем газораспределительной организации.

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

Повороты линейной части газопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполняют отводами или упругим изгибом с радиусом не менее $25d_n$. Повороты линейной части газопровода из полиэтиленовых труб с SDR 9 в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполняют отводами или упругим изгибом с радиусом не менее $60 d_n$, согласно п.4.1.2 ГОСТ 34715.1-2021

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

Соединения полиэтиленовых труб в отрезках ($\varnothing 225 \times 20,5$, $\varnothing 160 \times 17,9$, $\varnothing 160 \times 14,6$, $\varnothing 63 \times 5,8$) на участках линейной части трассы газопровода, полиэтиленовых труб для футляров ($\varnothing 400 \times 36,3$; $\varnothing 315 \times 28,6$; $160 \times 14,6$) - выполняются сваркой в стык нагретым инструментом.

Сварочные работы производить при температуре окружающего воздуха от минус 15°C до плюс 45°C . При низкой температуре окружающего воздуха сварочные работы производить в помещениях (укрытиях), обеспечивающих соблюдение температурного режима.

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

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

19.9 Контроль качества сварных стыков

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

В соответствии с табл. 14* СП 62.13330.2011 контроль стыков стальных газопроводов производят радиографическим методом по ГОСТ 7512-82.

Согласно табл.14* СП 62.13330.2011 количество проверяемых стыков составляет:

- 100% для надземных стальных газопроводов всех давлений, проложенного через водные преграды и сложного участка местности;
- 5% для надземных стальных газопроводов давлением св. 0,005 МПа (не менее 1 стыка);
- 100% для полиэтиленового подземного газопровода давлением св. 0,005 МПа, проложенного в районах с сейсмичностью свыше 7 баллов;
- 100% для сварных стыков соединительных деталей стальных подземных газопроводов, изготовленных в условиях ЦЗМ, неповоротные и монтажные стыки подземных стальных газопроводов.

Сварные соединения подземных полиэтиленовых труб, выполненные с помощью деталей с закладными нагревателями, подлежат только визуальному контролю (внешнему осмотру) в соответствии с п. 8.16 и п. 8.17 СП 42-103-2003.

19.10 Очистка внутренней полости

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

Продолжительность продувки должна составлять не менее 10 мин согласно СП 42-103-2003 п.6.149.

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

19.11 Испытание газопровода

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

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

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

Испытания подземных газопроводов следует производить после их монтажа в траншее и присыпки выше верхней образующей трубы не менее, чем на 0,2 м или после полной засыпки траншеи.

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

Участки стального подземного газопровода высокого давления 1 категории св. 0,6 до до 1,2 МПа включительно испытывается давлением 1,5 МПа в течение 24 часов.

Участки стального надземного газопровода высокого давления 1 категории св. 0,6 до 1,2 МПа включительно испытываются давлением 1,5 МПа в течение 1 часа.

Полиэтиленовый газопровод высокого давления 1 категории св. 0,6 до 1,2 МПа включительно испытывают давлением 1,5 МПа в течение 24 часов.

Полиэтиленовый газопровод высокого давления 2 категории св. 0,3 до 0,6 МПа включительно испытывают давлением 0,75 МПа в течение 24 часов.

Участки стального подземного газопровода высокого давления 2 категории св. 0,3 до 0,6 МПа включительно с изоляционным покрытием из полимерной липкой ленты испытывается давлением 0,75 МПа в течение 24 часов.

Участки надземного газопровода высокого давления 2 категории св. 0,3 до 0,6 МПа включительно испытываются давлением 0,75 МПа в течение 1 часа.

Участки надземного газопровода среднего давления св.0,005 МПа до 0,3 МПа включительно испытываются давлением 0,45 МПа в течение 1 часа.

Участки надземного газопровода низкого давления до 0,005 МПа включительно испытываются давлением 0,3 МПа в течение 1 часа.

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

При проведении испытаний рекомендуется использовать манометры класса точности 0,15.

Максимальная длина газопроводов при проведении испытаний на герметичность принимается согласно табл.27 СП 42-101-2003.

Газопровод следует считать выдержавшим испытание на герметичность, если фактическое падение давления в период испытания не превышает величины, регламентируемой СП 62.13330.2011*, СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб».

19.12 Эксплуатация газового хозяйства

Эксплуатация и технический надзор за газовым оборудованием осуществляется в соответствии с «Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности», «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления» от 15.12.2020г.

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

Не допускается эксплуатацию системы газоснабжения, а также выполнения всякого рода ремонтных газоопасных работ, если дальнейшее производство работ сопряжено с опасностью для жизни работающих. Рабочие, связанные с обслуживанием и ремонтом газового оборудования, выполнением газоопасных работ, должны быть обучены действиям в случае аварии, правилам пользования средствами индивидуальной защиты, способом оказания первой помощи, аттестованы и пройти проверку знаний в области промышленной безопасности.

Срок эксплуатации для полиэтиленового газопровода составляет не менее 50 лет согласно ГОСТ Р 58121.2-2018.

Согласно "Правилам охраны газораспределительных сетей" от 22.12.2011г. №878 (с изм.) охранная зона устанавливается:

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

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

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

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

- а) строить объекты жилищно-гражданского и производственного назначения;
- б) перемещать, повреждать, засыпать и уничтожать опознавательные знаки, контрольно-измерительные пункты и другие устройства газораспределительных сетей;

Врезка в сущ. газопровод в/д
P=0.35МПа к военному городку №9
стальным участком ПЗ газопровода
φ110 к альпинистской базе "Безенги"

с. Безенги

Пересечение газопроводом в/д φ108 а/д
регионального значения "Подъезд от с. Безенги к
а/л "Безенги" в футляре открытым способом

Проектируемый газопровод в/д
ПЗ100 SDR11 φ110x10

Пересечение газопроводом в/д
φ108 руч. Шекису надземно

Военный городок №9

Скважина №102-РЗ

Скважина №103-РЗ

р. Черек Безенгийский

Пересечение газопроводом в/д φ108 а/д
регионального значения "Подъезд от с. Безенги к
а/л "Безенги" в футляре открытым способом

Проектируемый газопровод в/д
ПЗ100 SDR11 φ110x10

граница ООПТ -
ФГБУ «Кабардино-Балкарский высокогорный
государственный природный заповедник»

Пересечение газопроводом в/д φ108 а/д
регионального значения "Подъезд от с. Безенги к
а/л "Безенги" в футляре открытым способом

р. Аккысу

Пересечение газопроводом
в/д φ108 р. Аккысу надземно

р. Башкаксу

р. Черек Безенгийский

Пересечение газопроводом в/д φ108 а/д
регионального значения "Подъезд от с. Безенги к
а/л "Безенги" в футляре открытым способом

граница ООПТ -
ФГБУ «Кабардино-Балкарский высокогорный
государственный природный заповедник»

Пересечение газопроводом в/д φ108
р. Башкаксу надземно

граница ООПТ -
ФГБУ «Кабардино-Балкарский высокогорный
государственный природный заповедник»

Пересечение газопроводом в/д φ108 а/д
регионального значения "Подъезд от с. Безенги к
а/л "Безенги" в футляре открытым способом

р. Арельсу

Пересечение газопроводом в/д φ108
р. Арельсу надземно

Пересечение газопроводом в/д
φ108 р. Черек Безенгийский
надземно

Пересечение газопроводом в/д
φ108 р. Черек Безенгийский
надземно

Пересечение газопроводом в/д φ108 а/д
регионального значения "Подъезд от с. Безенги к
а/л "Безенги" в футляре открытым способом

р. Черек Безенгийский

Проектируемый газопровод в/д
ПЗ100 SDR11 φ110x10

Пересечение газопроводом в/д φ108 а/д
регионального значения "Подъезд от с. Безенги к
а/л "Безенги" в футляре открытым способом

Пересечение газопроводом в/д
φ108 р. Черек Безенгийский
надземно

Пересечение газопроводом в/д φ108 а/д
регионального значения "Подъезд от с. Безенги к
а/л "Безенги" в футляре открытым способом

Выход из земли к
проектируемому ГРПШ
альпинистской базы "Безенги"
в/д φ108.

Альпинистская
учебно-спортивная
база "Безенги"

— проектируемый газопровод высокого давления 2 категории

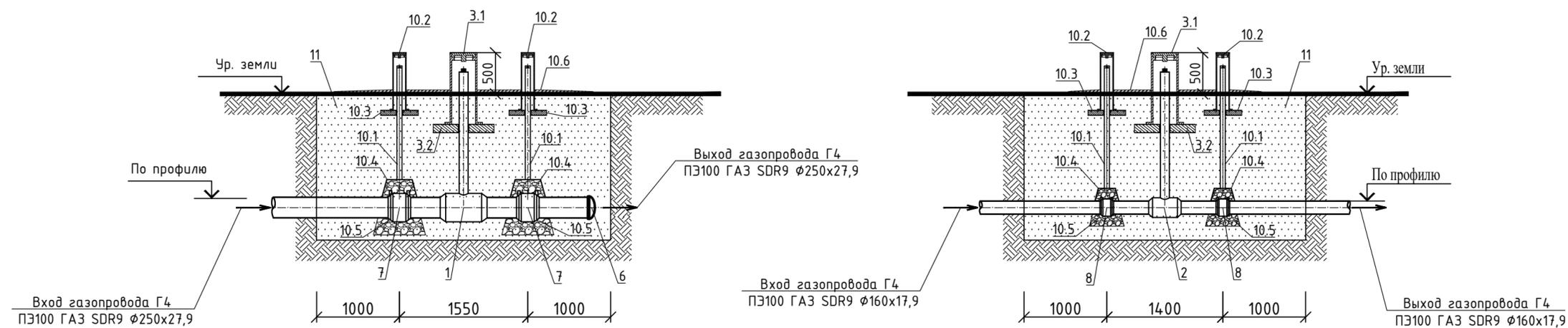
— граница ООПТ-ФГБУ «Кабардино-Балкарский высокогорный
государственный природный заповедник»

1. Протяженность проектируемого газопровода высокого давления 2 категории составляет 16580.0 м
2. Проектируемый газопровод прокладывается подземно открытым способом из полиэтиленовой трубы φ110x10, надземные участки газопровода запроектированы из стальной трубы φ108x4.5.
3. Давление в точке врезки согласно техническим условиям P_{макс.}=0.6МПа, P_{расч.}=0.35МПа.

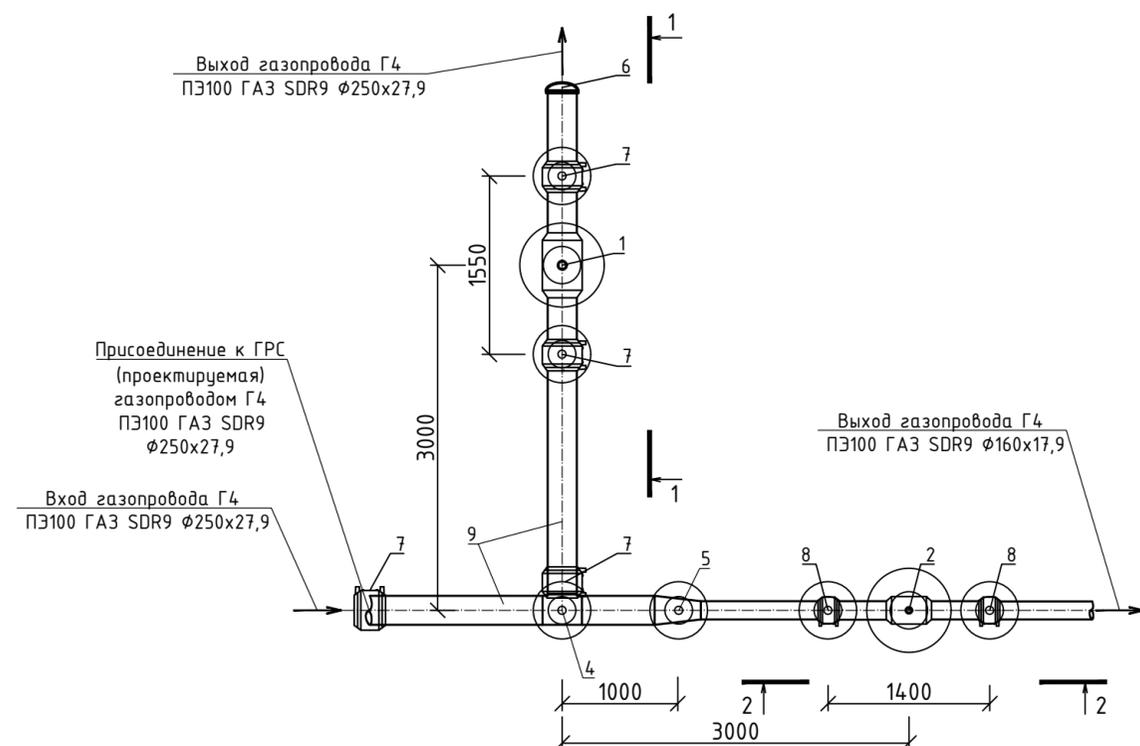
				4890.035.ПТР.0/0.1293-ПП01				
				Газопровод до альпинистской учебно-спортивной базы "Безенги" код объекта 07/20181-1				
Изм.	Кол.ч.	Лист № док.	Подп.	Дата	Проект полосы отвода	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Богомолова	<i>[подпись]</i>	04.23		П	1	
Н.контр.	Романькова		<i>[подпись]</i>	04.23	Ситуационный план (1:20 000)	ООО "ОСК-Центр"		
ГИП	Михалев		<i>[подпись]</i>	04.23				

Разрез 1-1

Разрез 2-2



План



Примечания:

- 1 Данный лист читать совместно с листом 2-ППО.
- 2 Засыпку производить послойно с уплотнением.
3. Вокруг коверов выполнить отмостку из бетона кл. В10 с уклоном 5%.
4. Поверхности коверов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать битумной мастикой за два раза по битумной грунтовке.

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	
		Газопровод Г4 высокого давления $P \leq 1,2 \text{ МПа}$			
1	ООО "Вектор-Р" г. Санкт-Петербург	Кран шаровой стальной полнопроходной КШ-200пн с полиэтиленовыми патрубками ПЭ100 ГАЗ SDR9 DN200, PN1.6МПа, для подземной установки с выводом управления под ковер, класс герм. затвора "А"	1	142,0	шт.
		Высота штока $H=1,0 \text{ м}$, в т.ч.: а) Т-ключ	1		шт.
2	ООО "Вектор-Р" г. Санкт-Петербург	Кран шаровой стальной полнопроходной КШ-150пн с полиэтиленовыми патрубками ПЭ100 ГАЗ SDR9 DN150, PN1.6МПа, для подземной установки с выводом управления под ковер, класс герм. затвора "А"	1	108,0	шт.
		Высота штока $H=1,0 \text{ м}$, в т.ч.: а) Т-ключ	1		шт.
3.1	ООО "Омега Групп" г. Санкт-Петербург	Ковер газовый стальной большой D325 с ободом из листового металла облегченный $h=870$	2	32,0	
3.2	ООО "Омега Групп" г. Санкт-Петербург	Бетонное основание (подушка) для ковера D730	2	105,0	
4	ООО "Группа Полипластик" г. Москва	Тройник (с ЗН) $\phi 250$ ПЭ 100 SDR 9 ГАЗ	1	18,9	шт.
5	ООО "Группа Полипластик" г. Москва	Переход (с ЗН) $\phi 250 \times 160$ ПЭ 100 SDR 9 ГАЗ	1	7,86	шт.
6	ООО "Группа Полипластик" г. Москва	Заглушка (с ЗН) $\phi 250$ ПЭ 100 SDR 9 ГАЗ	1	6,3	шт.
7	ООО "Группа Полипластик" г. Москва	Муфта электросварная (с ЗН) $\phi 250$ ПЭ 100 SDR 9 ГАЗ	4	4,44	шт.
8	ООО "Группа Полипластик" г. Москва	Муфта электросварная (с ЗН) $\phi 160$ ПЭ 100 SDR 9 ГАЗ	2	1,81	шт.
9	ООО "Группа Полипластик" г. Москва	Труба ПЭ100 ГАЗ SDR 9 250x27,9 (МУЛЬТИПАЙП)	11,0	19,6	м.
10.1	Серия 5.905-25.05 УГ 26.00-05	Контрольная трубка $L_{тр}=1,0 \text{ м}$.	1		шт.
10.2	ООО "Омега Групп" г. Санкт-Петербург	Ковер газовый стальной малый D159 с ободом из листового металла облегченный $h=700$	1	6,5	шт.
10.3	ООО "Омега Групп" г. Санкт-Петербург	Бетонное основание (подушка) для ковера D450	1	37,0	шт.
10.4	Серия 5.905-25.05 УГ 26.01-05	Кожух	1	4,5	шт.
10.5	ГОСТ 8267-93	Гравий	0,12		м^3 .
10.6	ГОСТ 26633-2015	Бетон В10	0,18		м^3 .
12	ГОСТ 8736-2014	Песок строительный	4,0		

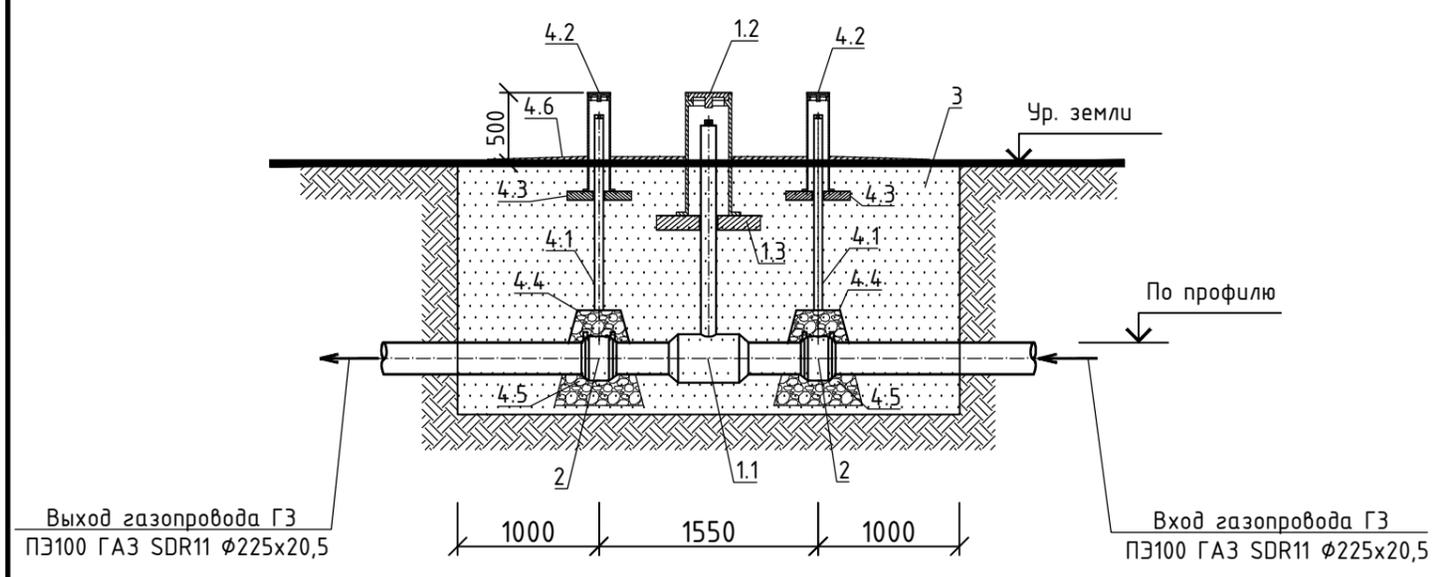
2488.065.П.0/0.1293-ТКР.ГЧ

«Газопровод межпоселковый от ГРС до ВТРК Мамисон с отводом на Зарамское СП н.п.с.Камско, с.Калак, с.Згил и с.Лисра Алагирского района Республики Северная Осетия-Алания» (код объекта 15/140-1)

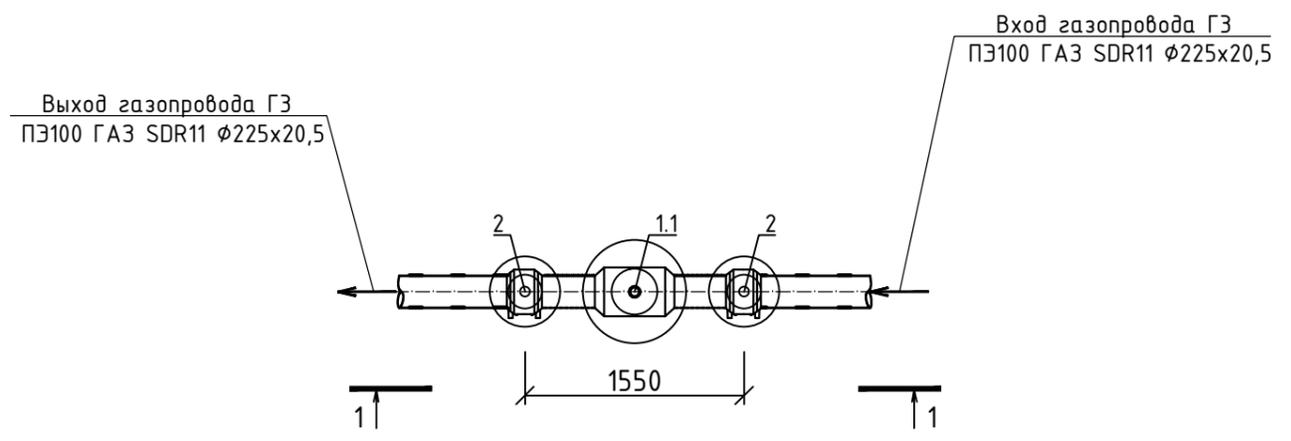
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
Разраб.				Ючков	04.22		П	2	
Н.контр.				Романькова	04.22	Установка крана Ду200 (1ПК0+3,0), Ду150 (ПК0+10,0).			
ГИП				Михалев	04.22	План. Разрез 1-1; М 1:50			

ООО "ОСК-Центр"
ОСК-Центр

Разрез 1-1



План



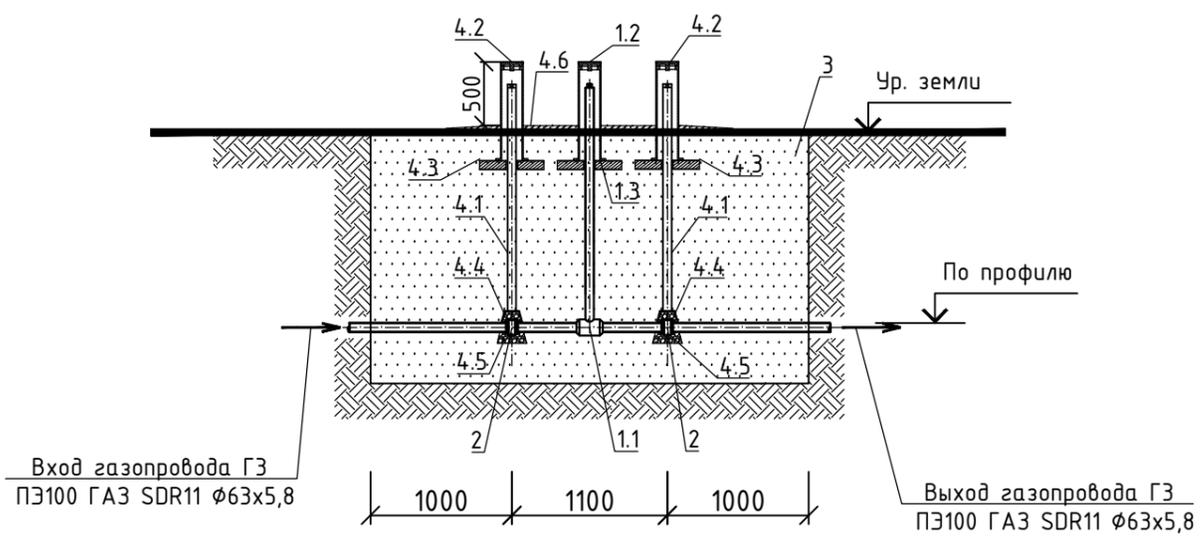
- Примечания:
- 1 Данный лист читать совместно с листом 13-ППО.
 - 2 Засыпку производить послойно с уплотнением.
 3. Вокруг коверов выполнить отмостку из бетона кл. В10 с уклоном 5%.
 4. Поверхности коверов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать битумной мастикой за два раза по битумной грунтовке.

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Газопровод ГЗ высокого давления P≤0,6МПа			
1.1	ООО "Вектор-Р" г. Санкт-Петербург	Кран шаровой стальной полнопроходной КШ-200пп с полиэтиленовыми патрубками ПЭ100 ГАЗ SDR11 DN200, PN1.6МПа, для подземной установки с выводом управления под ковер, класс герм. затвора "А"	1	142,0	шт.
		Высота штока H=1,0м, в т.ч.: а) Т-ключ	1		шт.
1.2	ООО "Ортега Групп" г. Санкт-Петербург	Ковер газовый стальной большой D325 с ободом из листового металла облегченный h=870	1		шт.
1.3	ООО "Ортега Групп" г. Санкт-Петербург	Бетонное основание (подушка) для ковера D730	1	105,0	шт.
2	ООО "Группа Полипластик" г. Москва	Муфта электросварная (с ЗН) Ø225 ПЭ 100 SDR 11 ГАЗ	1	3,59	шт.
3	ГОСТ 8736-2014	Песок строительный	3,2		м ³ .
4.1	Серия 5.905-25.05 УГ 26.00-05	Контрольная трубка Lтр.=1,0м.	2		шт.
4.2	ООО "Ортега Групп" г. Санкт-Петербург	Ковер газовый стальной малый D159 с ободом из листового металла облегченный h=700	2	6,5	шт.
4.3	ООО "Ортега Групп" г. Санкт-Петербург	Бетонное основание (подушка) для ковера D450	2	37,0	шт.
4.4	Серия 5.905-25.05 УГ 26.01-05	Кожух	2	4,5	шт.
4.5	ГОСТ 8267-93	Гравий	0,12		м ³ .
4.6	ГОСТ 26633-2015	Бетон В10	0,18		м ³ .

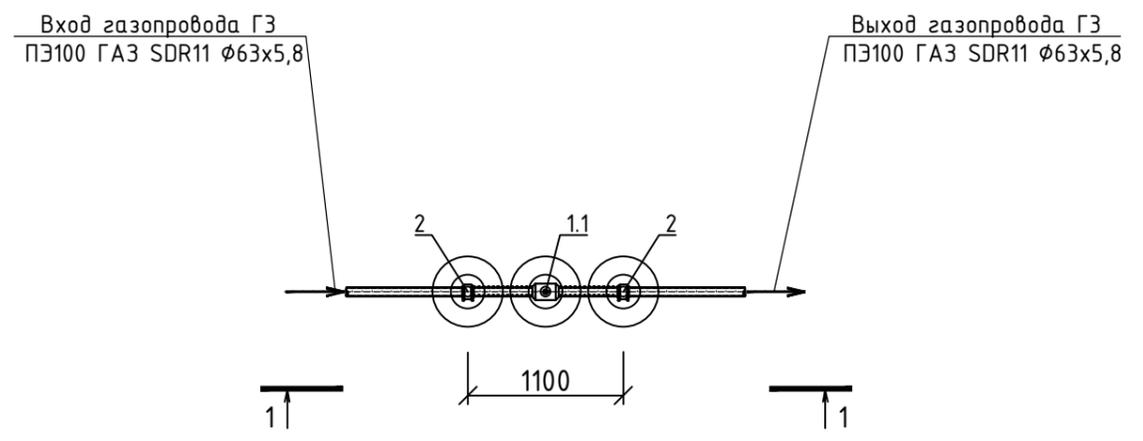
Взам. инв.Н
Подпись и дата
Инв. N подл.

2488.065.П.0/0.1293-ТКР.ГЧ					
«Газопровод межпоселковый от ГРС до ВТРК Мамисон с отводом на Зарамгское СП н.п.с.Камско, с.Калак, с.Згил и с.Лисра Алагирского района Республики Северная Осетия-Алания» (код объекта 15/140-1)					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.	Ючков			<i>Ючков</i>	04.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения				Стадия	Лист
				П	3
Установка крана Ду200 (ПК90+39,9). План. Разрез 1-1; М 1:50					
Н.контр.	Романькова			<i>Романькова</i>	04.22
ГИП	Михалев			<i>Михалев</i>	04.22

Разрез 1-1



План



- Примечания:
- 1 Данный лист читать совместно с листом 11-ППО.
 - 2 Засыпку производить послойно с уплотнением.
 3. Вокруг коверов выполнить отмостку из бетона кл. В10 с уклоном 5%.
 4. Поверхности коверов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать битумной мастикой за два раза по битумной грунтовке.

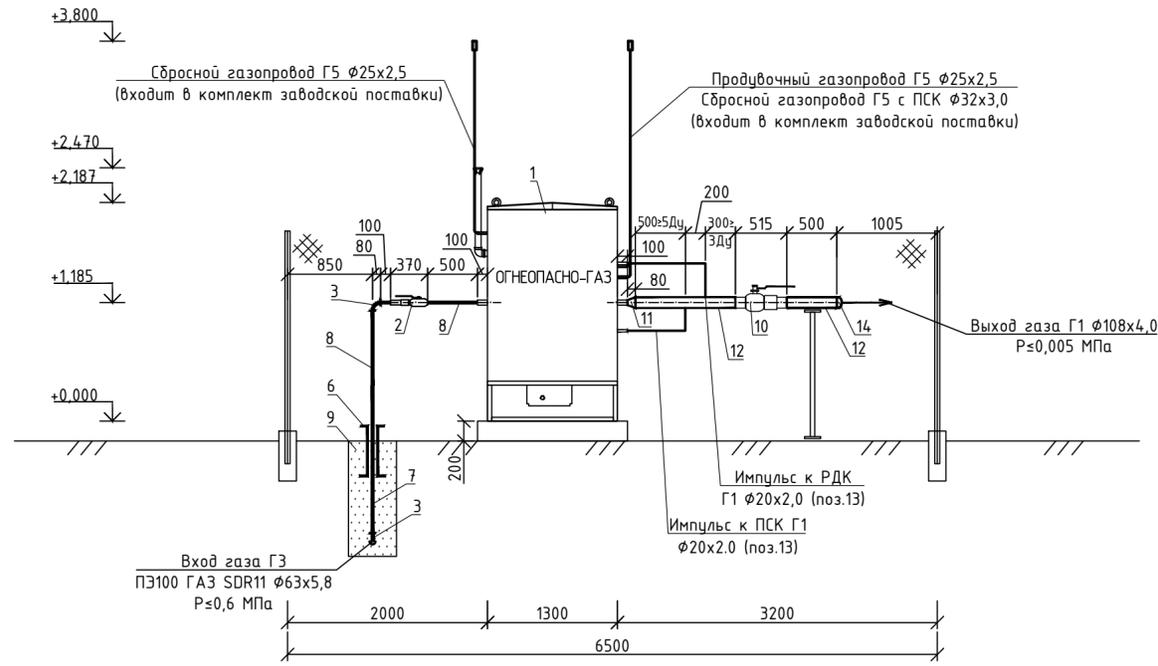
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Газопровод ГЗ среднего давления P≤0,6МПа			
1.1	ООО "Вектор-Р" г. Санкт-Петербург	Кран шаровой стальной полнопроходной КШ-50пп с полиэтиленовыми патрубками ПЭ100 ГАЗ SDR11 DN50, PN1.6МПа, для подземной установки с выводом управления под ковер, класс герм. затвора "А"	1	44,0	шт.
		Высота штока Н=1,0м, в т.ч.: а) Т-ключ	1		шт.
1.2	ООО "Ортега Групп" г. Санкт-Петербург	Ковер газовый стальной большой D325 с ободом из листового металла облегченный h=870	1	6,5	шт.
1.3	ООО "Ортега Групп" г. Санкт-Петербург	Бетонное основание (подушка) для ковера D450	1	37,0	шт.
2	ООО "Группа Полипластик" г. Москва	Муфта электросварная (с ЗН) Ø63 ПЭ 100 SDR 11 ГАЗ	1	0,169	шт.
3	ГОСТ 8736-2014	Песок строительный	2,7		м ³ .
4.1	Серия 5.905-25.05 УГ 26.00-05	Контрольная трубка Lтр.=1,0м.	2		шт.
4.2	ООО "Ортега Групп" г. Санкт-Петербург	Ковер газовый стальной малый D159 с ободом из листового металла облегченный	2	6,5	шт.
4.3	ООО "Ортега Групп" г. Санкт-Петербург	Бетонное основание (подушка) для ковера D450	2	37,0	шт.
4.4	Серия 5.905-25.05 УГ 26.01-05	Кожух	2	4,5	шт.
4.5	ГОСТ 8267-93	Гравий	0,12		м ³ .
4.6	ГОСТ 26633-2015	Бетон В10	0,18		м ³ .

2488.065.П.0/0.1293-ТКР.ГЧ					
«Газопровод межпоселковый от ГРС до ВТРК Мамисон с отводом на Зарамгское СП н.п.с.Камско, с.Калак, с.Згул и с.Лисра Алагирского района Республики Северная Осетия-Алания» (код объекта 15/140-1)					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.	Ючков			<i>Ючков</i>	04.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения					
Стадия					
Лист					
Листов					
П 4					
Установка крана Ду50 (ЗПК0+11,5). План. Разрез 1-1; М 1:50					
Н.контр.	Романькова			<i>Романькова</i>	04.22
ГИП	Михалев			<i>Михалев</i>	04.22

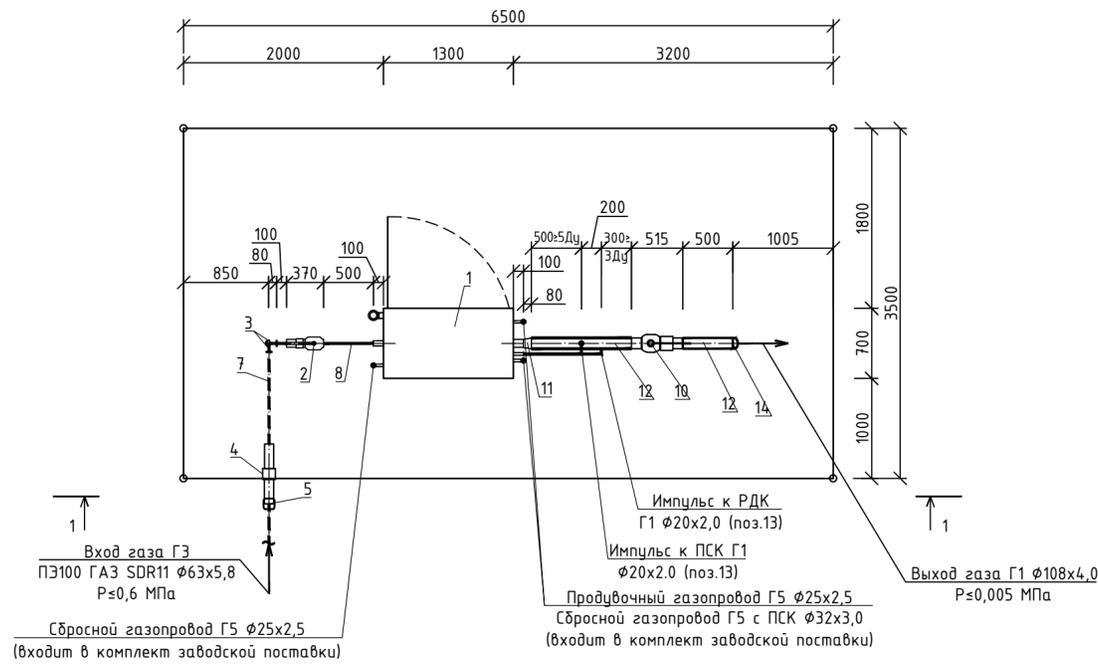


Взам. инв.Н
Подпись и дата
Инв. N подл.

Разрез 1-1



План



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Прим.
		Газопровод Г3 высокого давления P≤0,6МПа			
1	ООО ПКФ "ЭКС-ФОРМА" г. Саратов	Газорегуляторный пункт шкафной марка ГРПШ-РДК-ЭКФО-50Н-1/1-4-69-0Г-У с основной и резервной линиями редуцирования, с регуляторами давления газа РДК-ЭКФО-50/20НЗ (2шт), с КИПами и напормерами, с газовым отоплением Pвх.≤0,6 МПа, (Pвх.расч.=0,59 МПа); Pвых.≤0,005МПа, V=57,1м³/ч	1	≤450	шт.
2	ООО "Вектор-Р" г. Санкт-Петербург	Кран шаровой изолирующий стальной полнопроходной надземный КШИ-50с, DN50, PN≤1,6МПа, присоединение крана на сварке	1	6,8	шт.
3	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 57x3,5 усил./антискор.	1/1	0,6	шт.
4	ООО "Группа Полипластик" г. Москва	Переход ПЭ/сталь φ63/57 ПЭ 100 SDR 11 ГАЗ	1	2,2	шт.
5	ООО "Группа Полипластик" г. Москва	Муфта электросварная (с ЗН) φ63 ПЭ 100 SDR 11 ГАЗ	1	0,169	шт.
6		Труба 89x3,5 ГОСТ10704-91 Фитинг В-20 ГОСТ10705-80 L=0,5 м	1	3,69	шт.
7		Труба 57x3,5 ГОСТ 10704-91 "усиленная" В-20 ГОСТ10705-80	2,0	4,62	м
8		Труба 57x3,5 ГОСТ 10704-91 антискор. В-20 ГОСТ10705-80 покрыт.	1,5	4,62	м
9	ГОСТ 8736-2014	Песок строительный	2,2	-	м³
		Газопровод Г1 низкого давления P≤0,005МПа			
10	ООО "Вектор-Р" г. Санкт-Петербург	Кран шаровой изолирующий стальной полнопроходной надземный КШИ-100с, DN100, PN≤1,6МПа, присоединение крана на сварке	1	21,3	шт.
11	ГОСТ 17378-2001	Переход К 108x4,0-57x3,5	1	0,9	шт.
12		Труба 108x4,0 ГОСТ 10704-91 В-20 ГОСТ10705-80 антискор. покрыт.	1,5	10,26	м
13		Труба 20x2,0 ГОСТ 10704-91 В-20 ГОСТ10705-80 антискор. покрыт.	2,0	0,888	м
14	ГОСТ 17379-2001	Заглушка 108x4,0	1	0,7	шт.

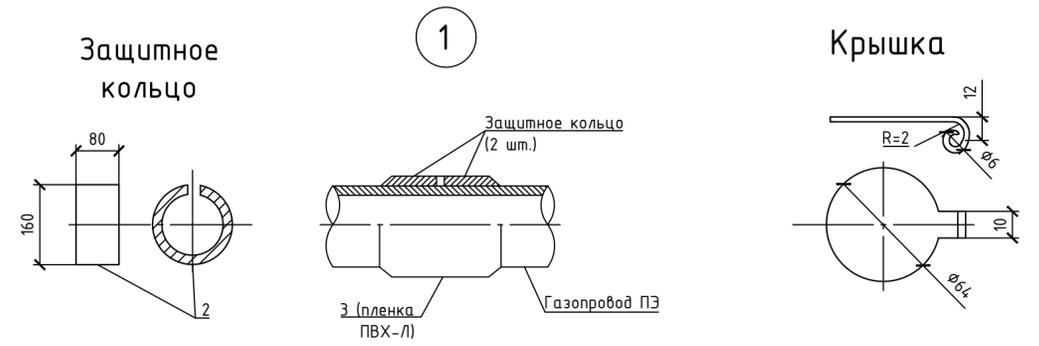
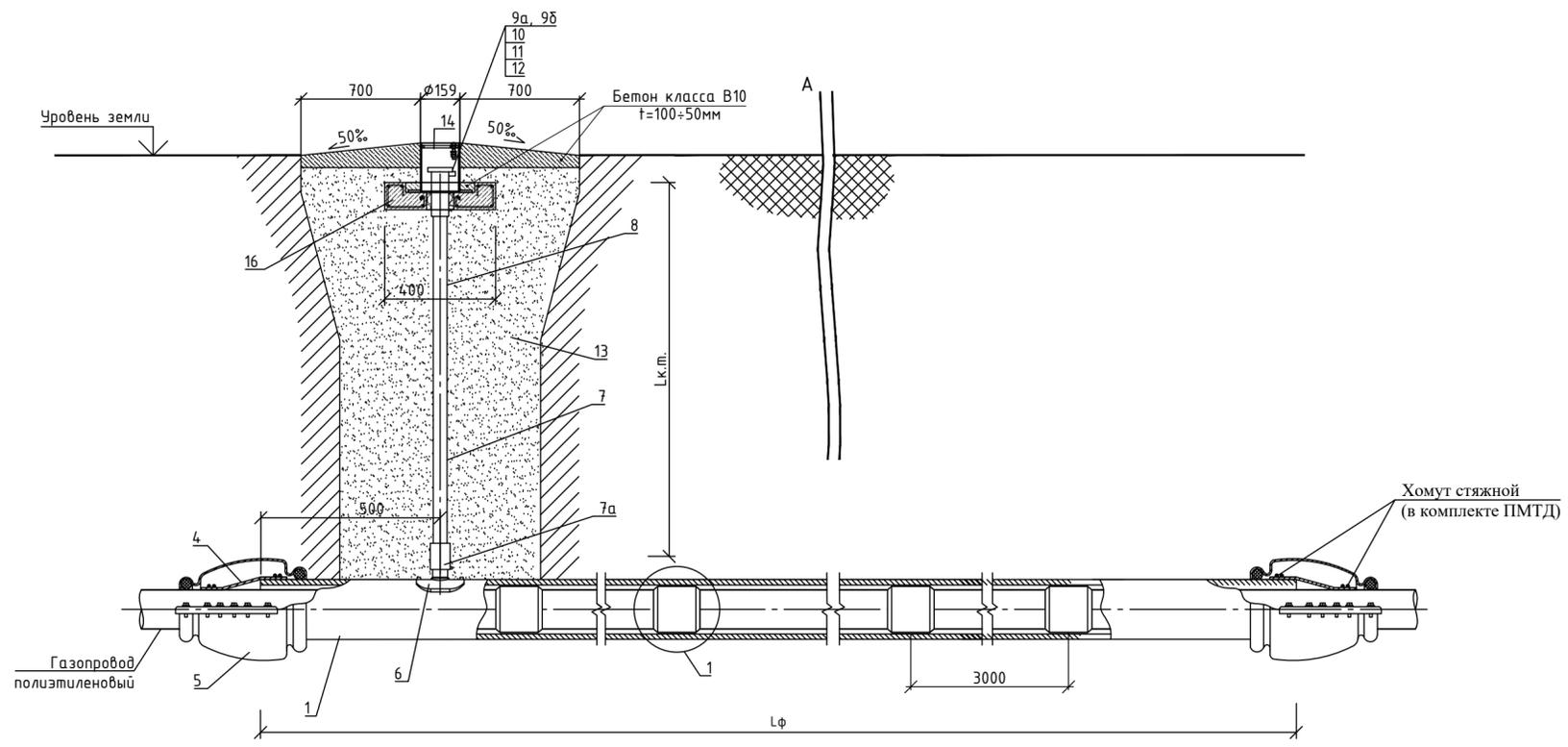
Участки стального газопровода изолируются полимерно-битумной лентой ПИРМА в 2 слоя ТУ2245-003-48312016-03 (конструкция 5 по ГОСТ 9.602-2005, в трассовых условиях).
 Участки стального надземного газопровода и арматура для защиты от атмосферной коррозии покрыта грунту-эмалью ЭПИУР.
 Количество изоляционного материала полностью учтены в Разделе ПД №10 Часть 6 Том 10.6 ССО.

ТАБЛИЦА НАСТРОЙКИ ГРПШ-РДК-ЭКФО-50Н-1/1-4-69-0Г-У Pрасч.=0,59 МПа

Наименование	Расход газа, м³/ч	Входное давление газа МПа	Выходное давление газа, МПа	Пропускная способность регулятора, м³/ч	Загрузка регулятора, %	Верхний предел срабатывания клапана, МПа	Примечание
Регулятор давления газа РДК-ЭКФО-50/20НЗ	57,1(max) 5,7(min)	0,59	0,005	Q (100%)=303,0	18,8	—	—
Предохранительный запорный клапан ПЗК	—	—	—	—	—	0,00625	встроенный
Предохранительный сбросной клапан ПСК-25С/20	—	—	—	—	—	0,00575	—

						2488.065.П.0/0.1293-ТКР.ГЧ		
						«Газопровод межпоселковый от ГРС до ВТРК Мамисон с отводом на Зарамское СП н.п.с.Камско, с.Калак, с.Эгил и с.Лисра Алагирского района Республики Северная Осетия-Алания» (код объекта 15/140-1)		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения		
Разраб.	Ючков			<i>[Подпись]</i>	04.22	Стадия	Лист	Листов
						П	6	
Н.контр.	Романькова			<i>[Подпись]</i>	04.22	Газорегуляторный пункт шкафной ГРПШ (н.п. Самат). План. Разрез 1-1 М1:50		
ГИП	Михалев			<i>[Подпись]</i>	04.22			

Имя, N подл. Подпись и дата
 Взам. инв. N



Спецификация защитных колец футляров

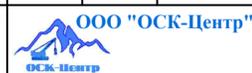
№ п/п	Диаметр проектируемого газопровода, мм	Диаметр проектируемого футляра, мм	Длина проектируемого футляра Lф, м	Расположение проектируемого футляра	Назначение проектируемого футляра	Число защитных колец в футляре, шт.	Труба ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 160x17,9 для колец, м	Пленка ПВХ-Л, п.м.
1	φ160x17,9	φ315x28,6	15,0	ПК10+89.3-ПК11+4.3	а/д	10	0,8	5,02

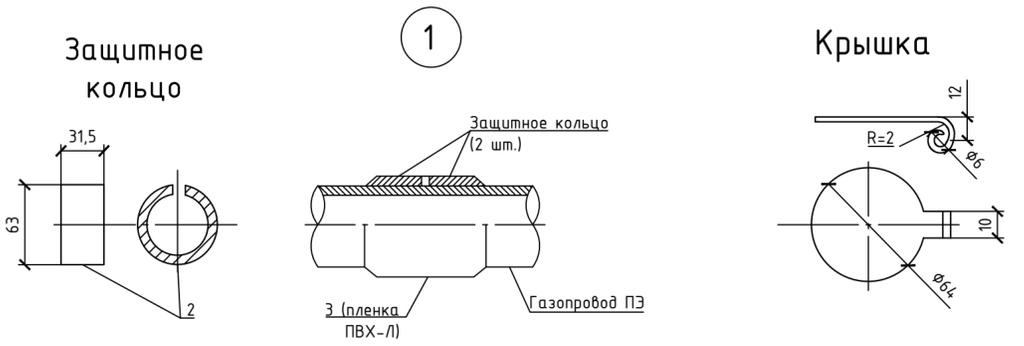
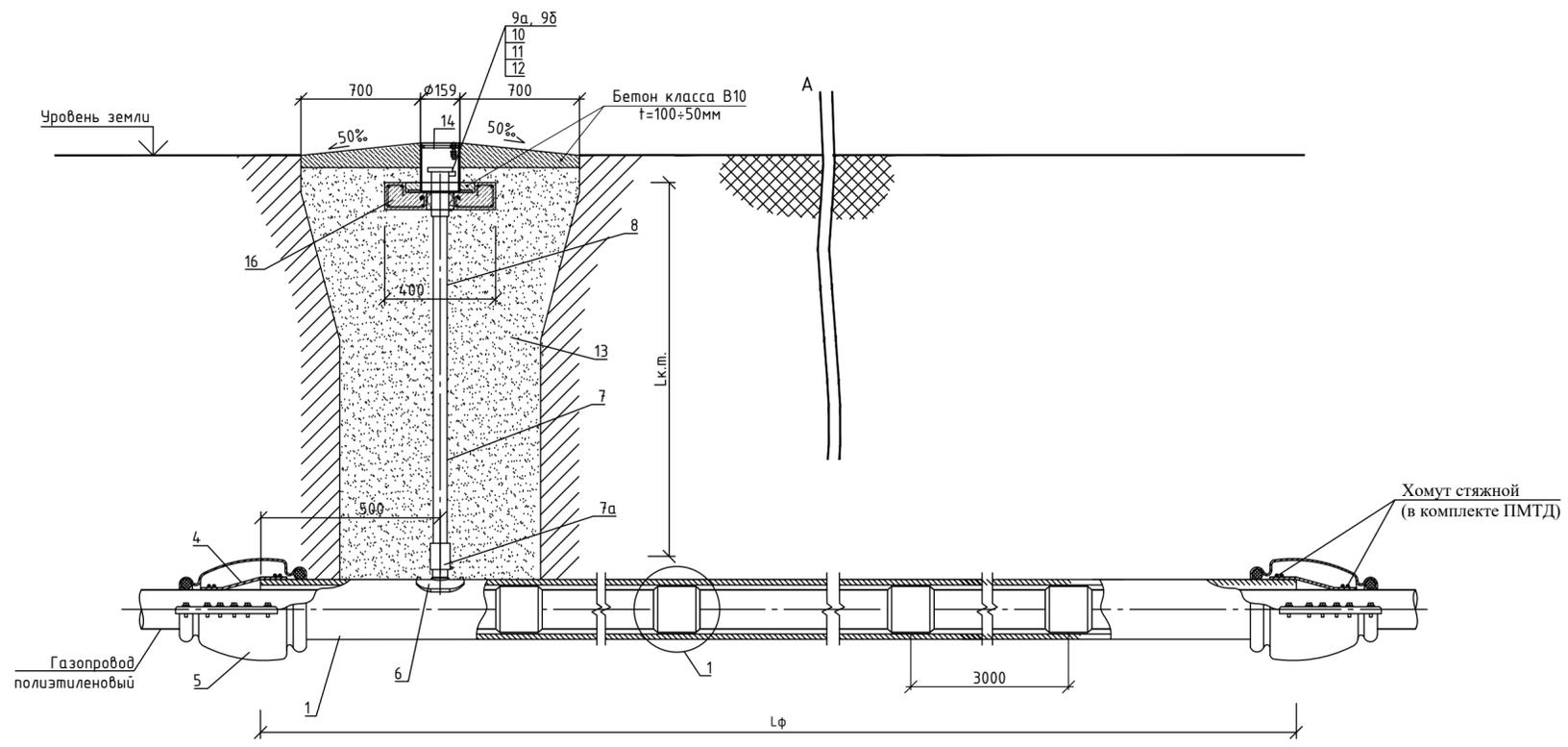
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Футляр:			
1	ГОСТ Р 58121.2-2018	Труба ПЭ 100 SDR 11 315x28,6	*	25,7	
		Защитное кольцо:	*		
2	ГОСТ Р 58121.2-2018	Труба ПЭ 100 ГАЗ SDR 9 160x17,9	*	0,64	
3	ГОСТ 9.602-2016	Пленка ПВХ-Л	*		
		Заделка футляра:			
4	ТУ 2531-002-53597015-2012	Манжета ПМТД-П φ160/315	2		компл.
5	ТУ 5959-003-53597015-2012	Укрытие резиновых манжет У-ПМТД-С	2		компл.
		φ160/315			
		Контрольная трубка:	1		
6	фирма "FRIALEN" Германия	Седловой отвод SA-TL Top-Loading	1	0,680	шт.
		d (225-460)/63 ПЭ 100 SDR 11 ГАЗ			
7	ООО "Группа Полипластик", г. Москва	Переход ПЭ/сталь φ63/57 ПЭ 100 SDR 11 ГАЗ	1	1,76	шт.
7а	ООО "Группа Полипластик", г. Москва	Муфта электросварная (с ЗН) φ63 ПЭ 100 SDR 11 ГАЗ	1	0,169	шт.
8		Труба 57x3,5 ГОСТ 10704-91 В-20 ГОСТ10705-80	2,0	4,62	м
		в изоляции усиленного типа			
9а		Скоба:			
		Лист Б-ПН-2.0 ГОСТ 19903-2015 I-IV-СмЗ ГОСТ 16523-97	1		
9б		Крышка:			
		Лист Б-ПН-2.0 ГОСТ 19903-2015 I-IV-СмЗ ГОСТ 16523-97	1		
10	ГОСТ 9650-80	Ось-2-6 h12x28 СмЗ	1		шт.
11	ГОСТ 11371-78	Шайба 6.01.096	2		шт.
12	ГОСТ 397-79	Шплинт 1.6x10.0.05	2		шт.
13	ГОСТ 8736-2014	Песок строительный	1,8		м³
14	ООО "Омега Групп" г. Санкт-Петербург	Ковер газовой стальной малый D159 с ободом из листового металла облегченный	1	6,5	шт.
15	ТУ 2245-003-48312016-03	Лента ПИРМА-1-Лх90x2,0	11,3		в два слоя (п.м.)
16	ООО "Омега Групп" г. Санкт-Петербург	Бетонное основание (подушка) для ковра D450	1	37,0	шт.
17	ГОСТ 26633-2015	Бетон В10	0,06		м³

1. Защитные кольца изготовить из трубы диаметром, равным диаметру рабочей трубы путем разрезки их по образующей и установить после нагрева на протягиваемую плетель на расстоянии 3 м друг от друга.
2. Защитные кольца закрепить на трубе липкой синтетической лентой ПВХ-Л.
3. Врезку седлового отвода выполнять в безопасном состоянии, приспособлением, подходящим для этих условий.
4. Стальную трубу контрольной трубки изолировать полимерно-битумной лентой «ПИРМА» по ТУ 2245-003-48312016-03.
5. Вокруг защитного устройства ковра выполнить отмостку из бетона В10 с уклоном 5%.
6. Поверхности ковра, соприкасающиеся с грунтом, обмазать битумной мастикой за два раза по битумной грунтовке.

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

24.88.065.П.0/0.1293-ТКР.ГЧ					
«Газопровод межпоселковый от ГРС до ВТРК Мамисон с отводом на Зарамское СП н.п.с.Камско, с.Калак, с.Эзил и с.Лисра Алагирского района Республики Северная Осетия-Алания» (код объекта 15/140-1)					
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.	Ючков			<i>[Подпись]</i>	04.22
				Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Лист 15
				Прокладка газопровода ПЭ 100 ГАЗ SDR 9 φ160x17,9 в защитном футляре ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 φ315x28,6	Листов
Н.контр.	Романькова			<i>[Подпись]</i>	04.22
ГИП	Михалев			<i>[Подпись]</i>	04.22





Спецификация защитных колец футляров

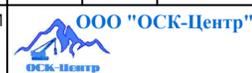
№ п/п	Диаметр проектируемого газопровода, мм	Диаметр проектируемого футляра, мм	Длина проектируемого футляра Lф, м	Расположение проектируемого футляра	Назначение проектируемого футляра	Число защитных колец в футляре, шт.	Труба ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 63x5,8 для колец, м	Пленка ПВХ-Л, п.м.
1	φ63x5,8	φ160x14,6	26,0	ПК125+56,8-ПК125+82,8	а/д	18	0,57	3,56
2	φ63x5,8	φ160x14,6	15,0	1ПК0+1,0-1ПК0+16,0	а/д	10	0,32	1,98

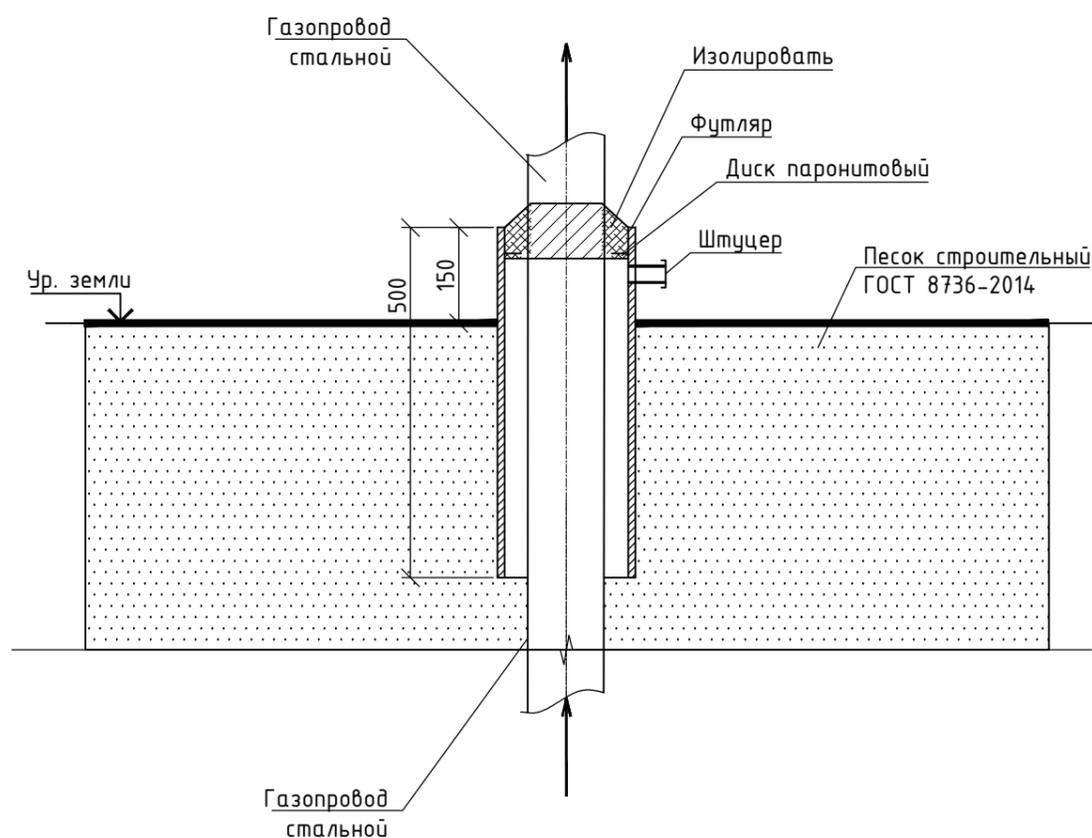
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Футляр:			
1	ГОСТ Р 58121.2-2018	Труба ПЭ 100 SDR 11 160x14,6	*	6,67	
		Защитное кольцо:	*		
2	ГОСТ Р 58121.2-2018	Труба ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 63x5,8	*	0,03	
3	ГОСТ 9.602-2016	Пленка ПВХ-Л	*		
		Заделка футляра:			
4	ТУ 2531-002-53597015-2012	Манжета ПМТД-П φ63/160	2		компл.
5	ТУ 5959-003-53597015-2012	Укрытие резиновых манжет У-ПМТД-С	2		компл.
		φ63/160			
		Контрольная трубка:	1		
6	фирма "FRIALEN" Германия	Седловой отвод SA-TL d 160/63	1	1,6	шт.
		ПЭ 100 SDR 11 ГАЗ			
7	ООО "Группа Полипластик", г. Москва	Переход ПЭ/сталь φ63/57 ПЭ 100 SDR 11 ГАЗ	1	1,76	шт.
7а	ООО "Группа Полипластик", г. Москва	Муфта электросварная (с ЭН) φ63 ПЭ 100 SDR 11 ГАЗ	1	0,169	шт.
8		Труба 57x3,5 ГОСТ 10704-91 В-20 ГОСТ10705-80	2,0	4,62	м
		в изоляции усиленного типа			
9а		Скоба:			
		Лист Б-ПН-2,0 ГОСТ 19903-2015 I-IV-СмЗ ГОСТ 16523-97	1		
9б		Крышка:			
		Лист Б-ПН-2,0 ГОСТ 19903-2015 I-IV-СмЗ ГОСТ 16523-97	1		
10	ГОСТ 9650-80	Ось-2-6 h1 12x28 СмЗ Туп	1		шт.
11	ГОСТ 11371-78	Шайба 6.01.096	2		шт.
12	ГОСТ 397-79	Шплинт 1,6x10,0,05	2		шт.
13	ГОСТ 8736-2014	Песок строительный	1,3		м ³
14	ООО "Омега Групп" г. Санкт-Петербург	Ковер газовой стальной малый D159 с ободом из листового металла облегченный	1	6,5	шт.
15	ТУ 2245-003-48312016-03	Лента ПИРМА-1-Лх90x2,0	8,5		в два слоя (п.м.)
16	ООО "Омега Групп" г. Санкт-Петербург	Бетонное основание (подушка) для ковра D450	1	37,0	шт.
17	ГОСТ 26633-2015	Бетон В10	0,06		м ³

1. Защитные кольца изготовить из трубы диаметром, равным диаметру рабочей трубы путем разрезки их по образующей и установить после нагрева на протягиваемую плетку на расстоянии 3 м друг от друга.
2. Защитные кольца закрепить на трубе липкой синтетической лентой ПВХ-Л.
3. Врезку седлового отвода выполнять в безопасном состоянии, приспособлением, подходящим для этих условий.
4. Стальную трубу контрольной трубки изолировать полимерно-битумной лентой «ПИРМА» по ТУ 2245-003-48312016-03.
5. Вокруг защитного устройства ковра выполнить отмостку из бетона В10 с уклоном 5%.
6. Поверхности ковра, соприкасающиеся с грунтом, обмазать битумной мастикой за два раза по битумной грунтовке.

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

24.88.065.П.0/0.1293-ТКР.ГЧ					
«Газопровод межпоселковый от ГРС до ВТРК Мамисон с отводом на Зарамское СП н.п.с.Камско, с.Калак, с.Звил и с.Лисра Алагирского района Республики Северная Осетия-Алания» (код объекта 15/140-1)					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.	Ючков			<i>[Подпись]</i>	04.22
				Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Лист 16
				Прокладка газопровода ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 φ63x5,8 в защитном футляре ПЭ 100 ГАЗ SDR 11 φ160x14,6	Листов
Н.контр.	Романькова			<i>[Подпись]</i>	04.22
ГИП	Михалев			<i>[Подпись]</i>	04.22





Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечан.
		Газопровод Г4 высокого давления P≤1,2МПа			
1		Труба 219x5,0 ГОСТ10704-91 В-20 ГОСТ10705-80 Футляр L=0,5 м	1	13,195	шт.
2	ПМБ ГОСТ481-80	Диск паронитовый φ209 лист b=6,0	1		шт.
3		Штуцер в составе:			
		Труба 25x2,5 ГОСТ 10704-91 В-20 ГОСТ 10705-80 L=200	1	0,3	шт.
		Заглушка 25x3,2 ГОСТ 17379-2001	1	0,1	шт.
		Газопровод Г3 высокого давления P≤0,6МПа			
4		Труба 273x6,0 ГОСТ10704-91 В-20 ГОСТ10705-80 Футляр L=0,5 м	1	19,755	шт.
5		Труба 219x6,0 ГОСТ10704-91 В-20 ГОСТ10705-80 Футляр L=0,5 м	1	15,76	шт.
6		Труба 89x3,5 ГОСТ10704-91 В-20 ГОСТ10705-80 Футляр L=0,5 м	7	3,69	шт.
7	ПМБ ГОСТ481-80	Диск паронитовый φ261 лист b=6,0	1		шт.
8	ПМБ ГОСТ481-80	Диск паронитовый φ207 лист b=6,0	1		шт.
9	ПМБ ГОСТ481-80	Диск паронитовый φ82 лист b=6,0	7		шт.
10		Штуцер в составе:			
		Труба 25x2,5 ГОСТ 10704-91 В-20 ГОСТ 10705-80 L=200	9	0,3	шт.
		Заглушка 25x3,2 ГОСТ 17379-2001	9	0,1	шт.

1. Данный лист читается совместно с листами 6-14ТКР.
2. Сварные швы выполнять по ГОСТ 5264-80, электродами Э42 ГОСТ 9467-75*.
3. Надземный стальной газопровод окрасить грунт-эмалью.
4. Перед нанесением защитных покрытий поверхности стальных элементов должны быть очищены до степени очистки 2 по ГОСТ 9.402-80.
5. Стальной патрубок газопровода и футляр изолировать в соответствии с РД 153-39.4-091.
6. Чертеж выполнен согласно альбома типовых решений СТО Газпром 2-2.1-093-2006.
7. В спецификации даны позиции для одного выхода газопровода из земли.

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

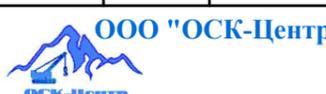
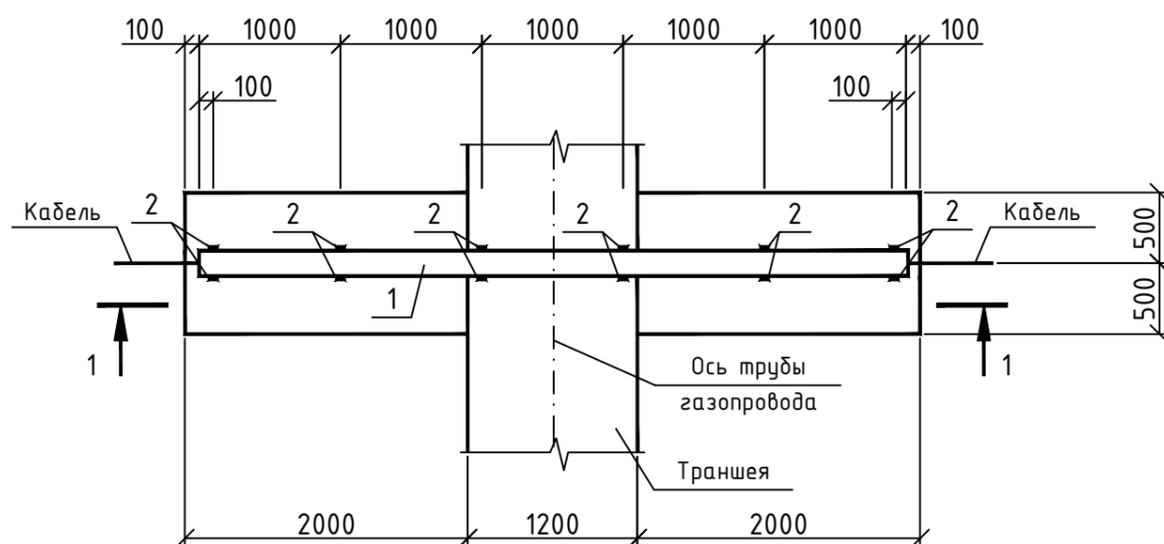
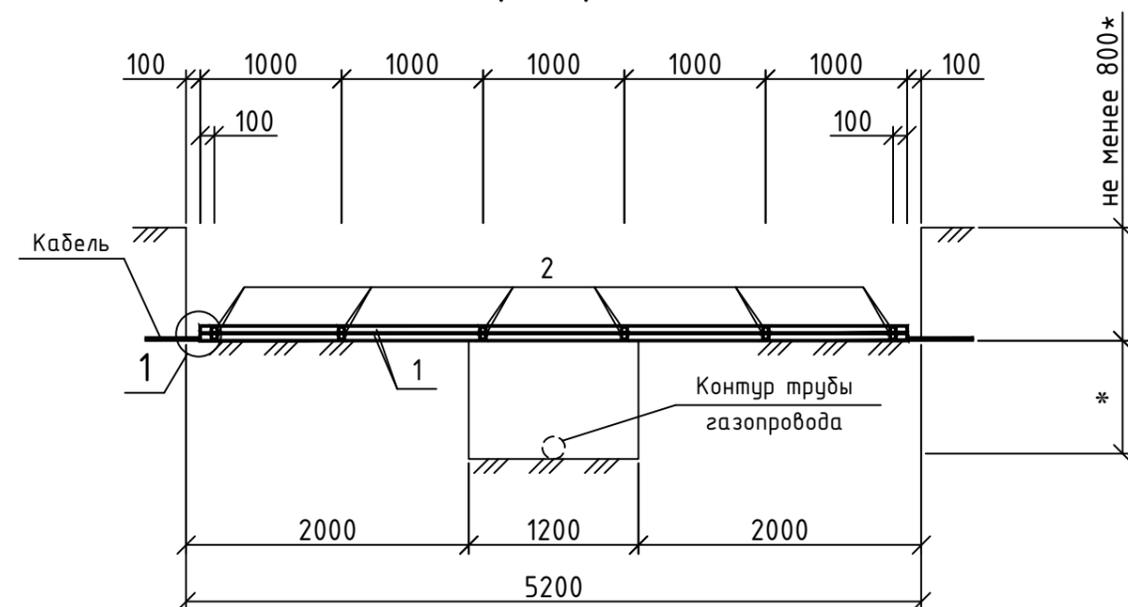
						2488.065.П.0/0.1293-ТКР.ГЧ			
						«Газопровод межпоселковый от ГРС до ВТРК Мамисон с отводом на Зарамгское СП н.п.с.Камско, с.Калак, с.Згул и с.Лисра Алагирского района Республики Северная Осетия-Алания» (код объекта 15/140-1)			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Ючков		<i>Ючков</i>	04.22		П	18	
Н.контр.		Романькова		<i>Романькова</i>	04.22	Устройство выхода газопровода из земли			
ГИП		Михалев		<i>Михалев</i>	04.22				

Схема расположения элементов узла защиты подземного кабеля



1 - 1



2 - 2

Спецификация элементов

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечан.
1		Швеллер 12П ГОСТ 8240-97 С245 ГОСТ 27772-2015 L=5000	2	52,0	
2		Полоса 40x3 ГОСТ 19903-2015 С245 ГОСТ 27772-2015 L=80	24	0,06	
3	ГОСТ 7798-70	Болт М8x25	12		
4	ГОСТ ISO 4032-2014	Гайка М8	12		
5	ГОСТ 11371-78	Шайба А8	12		

1.Строящая организация обязана согласовать сроки проведения строительных работ с организацией, в ведении которой находится кабель и известить ее о начале и окончании работ.

2.Вскрытие кабеля и установка защитного кожуха должны производиться в присутствии представителя организации, в ведении которой находится кабель.

3.Разработку траншей под проектируемый газопровод разрешается производить только после сооружения защитного кожуха.

4.Сварку выполнять электродами Э-42 ГОСТ 9467-75, катеты сварных швов принимать по минимальной толщине свариваемых деталей.

5.Последовательность монтажа кожуха:

5.1.К полкам швеллеров поз. 1 с двух сторон приварить уши поз. 2 с шагом 1000 мм.

5.2.Откопать кабель, тщательно очистить его от земли.

5.3.Осторожно подвести швеллер под кабель и уложить кабель внутрь швеллера.

5.4.По торцам кожуха обмотать кабель изолентой или кабалкой в 3 слоя.

5.5.Уложить внутрь швеллера мятую глину по торцам кожуха.

5.6.Уложить второй швеллер сверху и соединить обе части болтами поз. 3.

5.7.Собранный кожух покрыть снаружи жидким битумом в 2 слоя.

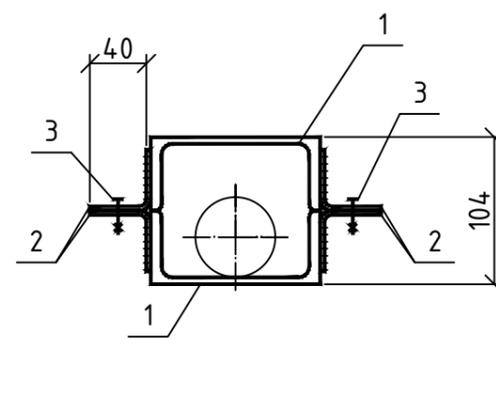
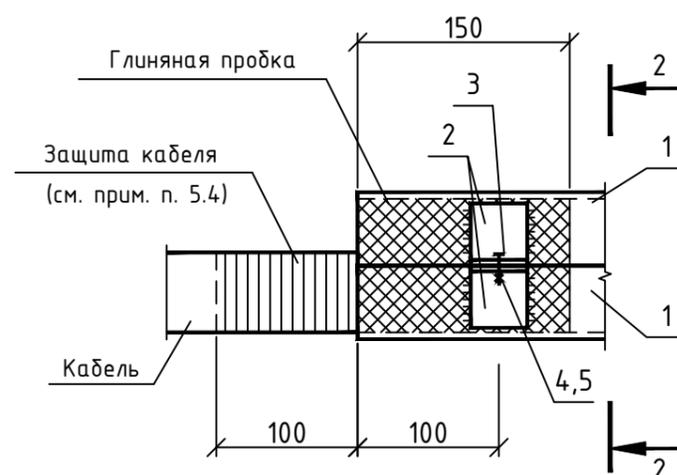
Расход битума объемным весом $1100 \text{ кг/м}^3 = 2,0 \text{ кг/м}$.

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

6.Места расположения узлов защиты подземного кабеля смотреть на плане

7.* - размеры уточнить по месту.

1



Взам. инв.Н

Подпись и дата

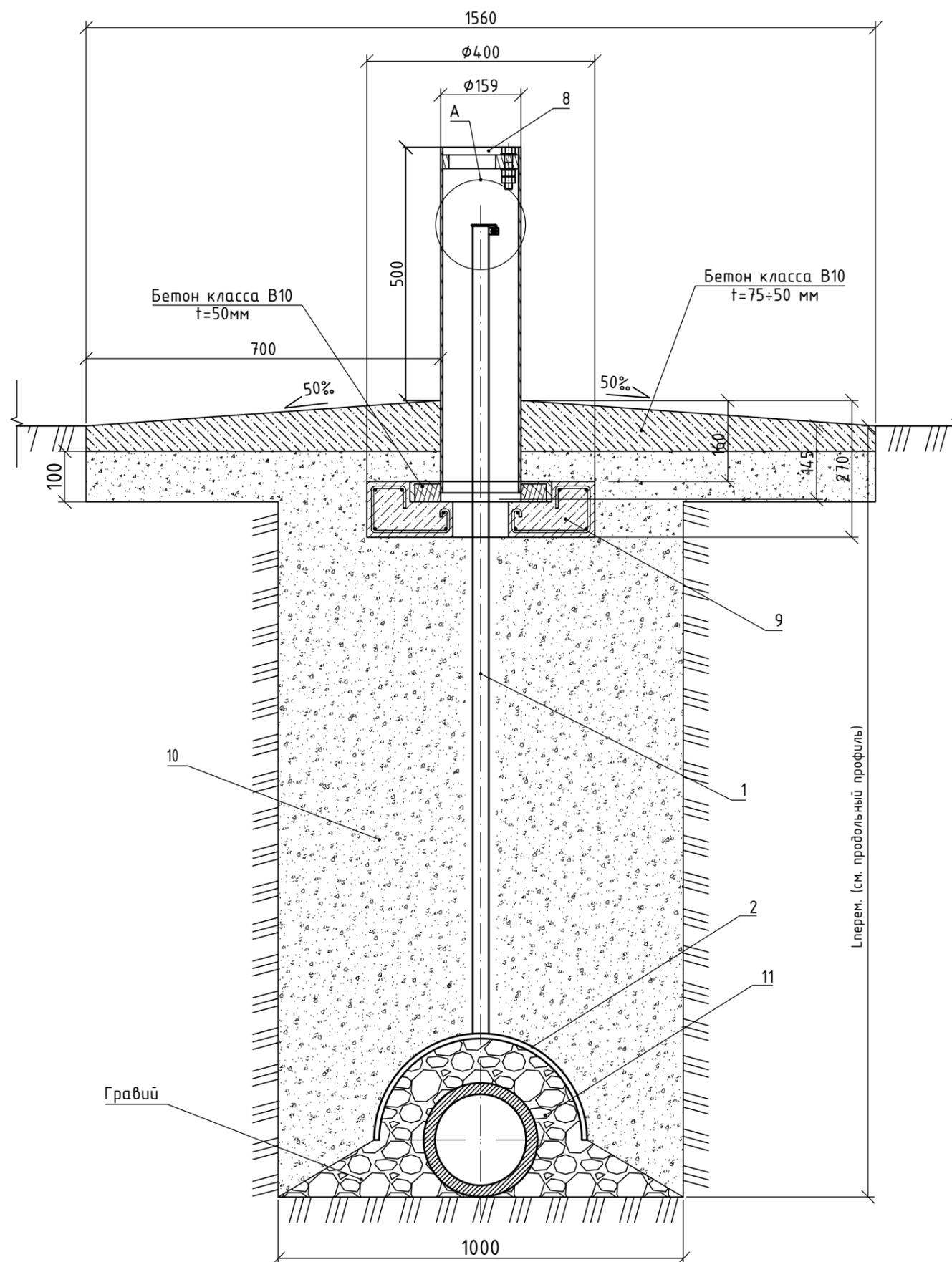
Инв. Н подл.

2488.065.П.0/0.1293-ТКР.ГЧ

«Газопровод межпоселковый от ГРС до ВТРК Мамисон с отводом на Зарамгское СП н.п.с.Камсхо, с.Калак, с.Згил и с.Лисра Алагирского района Республики Северная Осетия-Алания» (код объекта 15/140-1)

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Ючков				04.22	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	П	19
Н.контр.	Романькова				04.22	Схема расположения элементов узла защиты подземного кабеля (швеллер L=5000)		
ГИП	Михалев				04.22			

Спецификация

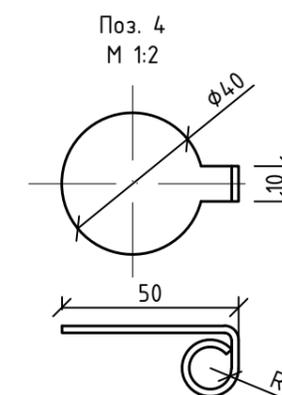
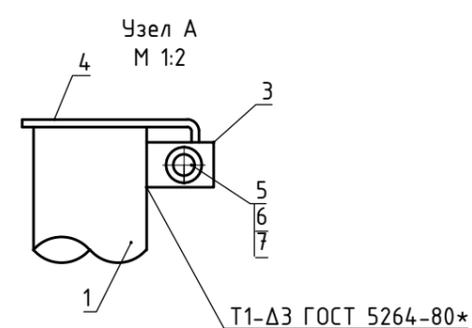


Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Детали трубопровода					
1	Серия 5.905-25.05 УГ 26.00; -05; -06; -07	Контрольная трубка Lтр.=1,5м*	1		шт.
2	Серия 5.905-25.05 УГ 26.02-01; -05; -06; -07	Кожух	1	3,1/4,5/ 5,2/5,9	шт.
3	Серия 5.905-25.05 УГ 14.01.00	Скоба	1		шт.
4	ГОСТ 19903-2015	Лист $2 \times 100 \times 40$ ГОСТ19903-2015 СтЗсп ГОСТ 535-2005	1	0,06	шт.
5	ГОСТ 9650-80	Ось-2-6 h1 12x28 СтЗ	1	-	шт.
6	ГОСТ 11371-78	Шайба 6.01.096	2		шт.
7	ГОСТ 397-79	Шплинт 1.6x10.0.05	2		шт.
8	ООО «Ортега Групп»	Ковер газовый малый	1		шт.
9	ООО «Ортега Групп»	Бетонное основание (подушка) для ковра	1		шт.
10	ГОСТ 8736-2014	Песок строительный	1,0		м ³
11	ГОСТ 8267-93	Гравий	0,02/0,06/ 0,08/0,12		м ³
12	ГОСТ 26633-2015	Бетон В10	0,06		м ³

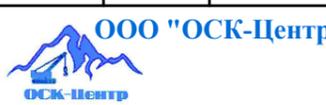
1 Вокруг ковра выполнить отмостку из бетона В10 с уклоном 5%.

2 Спецификация элементов дана на один узел КТ

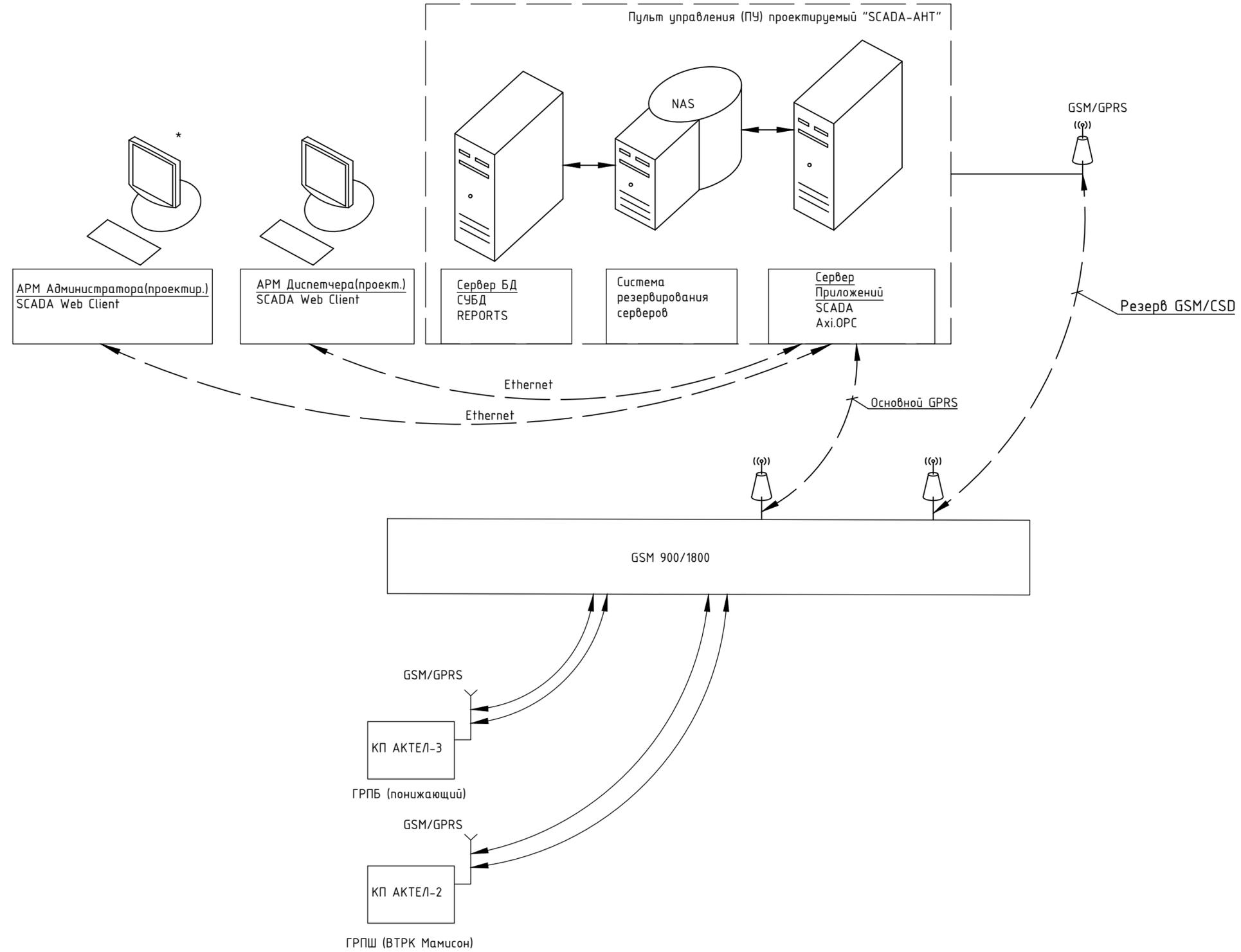
3 Изделия и материалы данной спецификации включены в сборник спецификаций основного оборудования и материалов - СО.



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

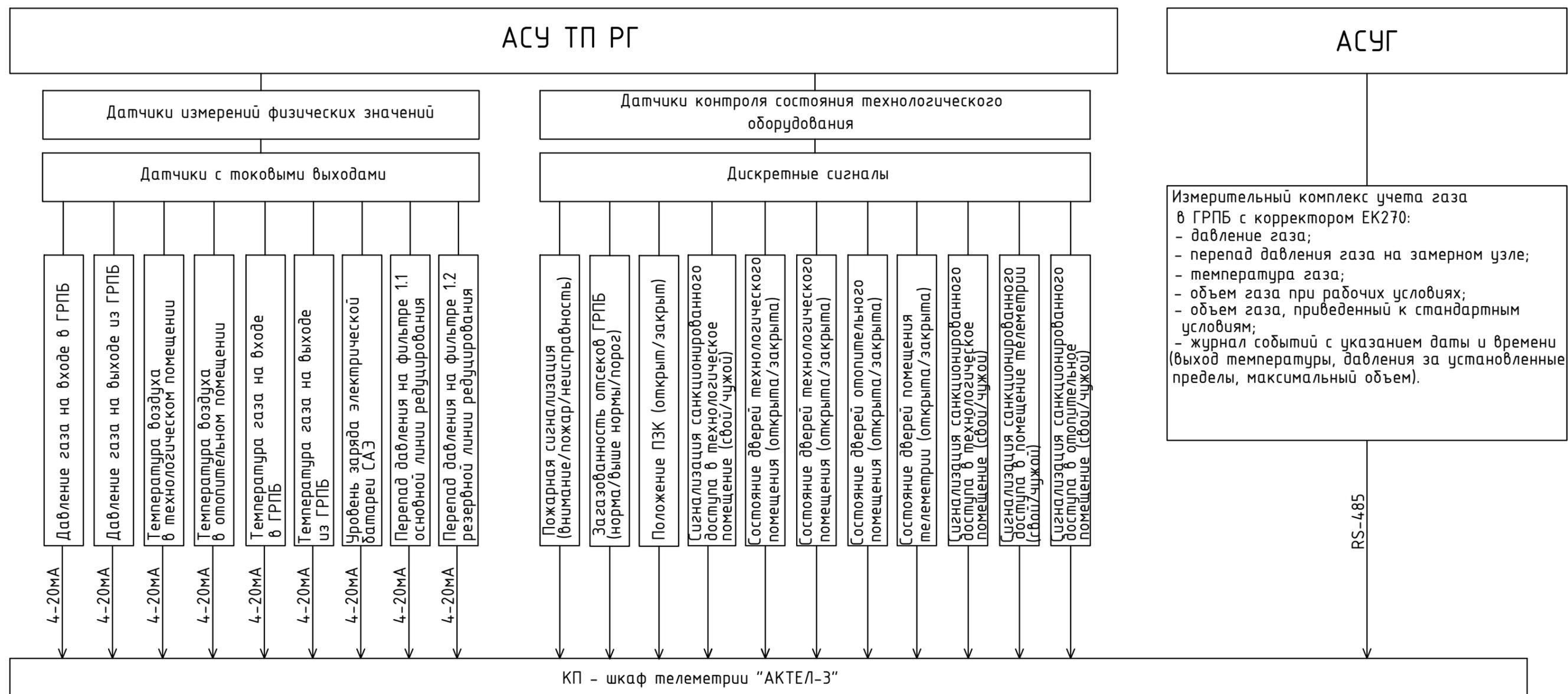
2488.065.П.0/0.1293-ТКР.ГЧ					
«Газопровод межпоселковый от ГРС до ВТРК Мамисон с отводом на Зарамгское СП н.п.с.Камсхо, с.Калак, с.Згил и с.Лисра Алагирского района Республики Северная Осетия-Алания» (код объекта 15/140-1)					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.	Ючков			<i>Ючков</i>	04.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения					
			Стадия	Лист	Листов
			П	20	
Установка контрольных трубок на газопроводе. План. Разрез 1-1. М 1:50					
Н.контр.	Романькова			<i>Романькова</i>	04.22
ГИП	Михалев			<i>Михалев</i>	04.22
					

Диспетчерский пункт (ДП) существующий ООО «Газпром газораспределение Владикавказ» 362021 Республика Северная Осетия-Алания, г. Владикавказ, ул. Транспортная, 12



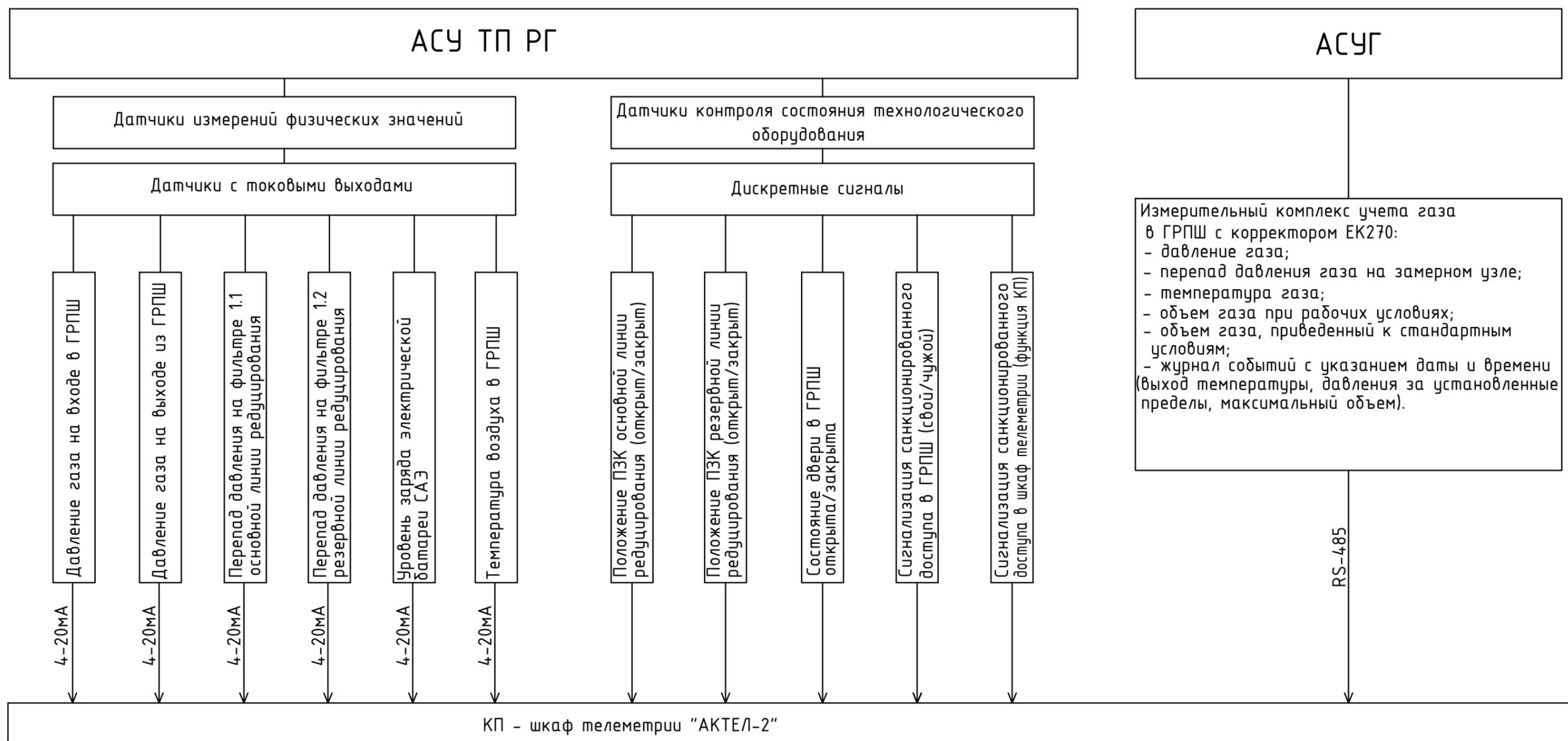
Инф. N подл	Подп. и дата	Взам. инв N
-------------	--------------	-------------

						2488.065.П.0/0.1293-ТКР.ГЧ			
						«Газопровод межпоселковый от ГРС до ВТРК Мамисон с отводом на Зарамгское СП н.п.с.Камсхо, с.Калак, с.Згил и с.Лисра Алагирского района Республики Северная Осетия-Алания» (код объекта 15/140-1)			
Изм.	№ уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Кочерина			<i>[Signature]</i>	08.22		п	21	
Проверил	Михалев			<i>[Signature]</i>	08.22				
						АСУ ТП РГ. Структурная схема			
Н. контр.	Романькова			<i>[Signature]</i>	08.22				



Инв. N подл	Подп. и дата	Взам. инв. N

2488.065.П.0/0.1293-ТКР.ГЧ					
«Газопровод межпоселковый от ГРС до ВТРК Мамисон с отводом на Зарамгское СП н.п.с.Камсхо, с.Калак, с.Згил и с.Лисра Алагирского района Республики Северная Осетия-Алания» (код объекта 15/140-1)					
Изм.	№ уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Кочерина	2		<i>[Signature]</i>	08.22
Проверил	Михалев			<i>[Signature]</i>	08.22
Н. контр.	Романькова			<i>[Signature]</i>	08.22
				Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	
				ГРПБ (понижающий). Принципиальная схема АСУ ТП РГ	
			Стадия		
			Лист		
			Листов		
			П 22		
				ООО "ОСК-Центр"	



Инв. N подл	Подп. и дата	Взам. инв. N

2488.065.П.0/0.1293-ТКР.ГЧ					
«Газопровод межпоселковый от ГРС до ВТРК Мамисон с отводом на Зарамгское СП н.п.с.Камсхо, с.Калак, с.Згил и с.Лисра Алагирского района Республики Северная Осетия-Алания» (код объекта 15/140-1)					
Изм. №	уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Кочерина	23		<i>[Signature]</i>	08.22
Проверил	Михалев			<i>[Signature]</i>	08.22
Н. контр.	Романькова			<i>[Signature]</i>	08.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения					
ГРПШ (ВТРК Мамисон). Принципиальная схема АСУ ТП РГ					
Стадия			Лист		
П			23		
ООО "ОСК-Центр"					