



Общество с ограниченной ответственностью
«ПРОЕКТНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР «ЛОРЕС»
ООО «ЛОРЕС»

Свидетельство № ИП-114-877 от 11 сентября 2015 г.

Заказчик – ООО «Газпром инвестгазификация»

«Газопровод межпоселковый до с. Покровка – с. Сосновка – с. Узлезаводск
Долинского района Сахалинской области»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР

Том 3

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	05-17	<i>Ахмед</i>	03.17

2016г.



Общество с ограниченной ответственностью
«ПРОЕКТНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР «ЛОРЕС»
ООО «ЛОРЕС»

Свидетельство № ИП-114-877 от 11 сентября 2015 г.

Заказчик – ООО «Газпром инвестгазификация»

«Газопровод межпоселковый до с. Покровка – с. Сосновка – с. Узлезаводск
Долинского района Сахалинской области»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР

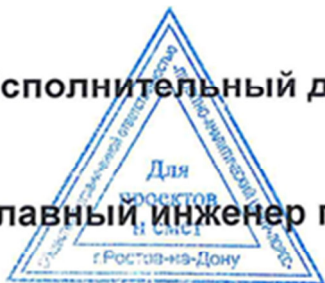
Том 3

Исполнительный директор

Э.Г. Вартанян

Главный инженер проекта


С.В.Тищенко



Взамен инв. №	
Подпись и дата	
Инф. № подл.	

2016г.

Разрешение		Обозначение		2-01-4840/471-472-13-65/247-ТКР					
05-17		Наименование объекта строительства		«Газопровод межпоселковый до с. Покровка – с. Сосновка – с. Узлезаводск Долинского района Сахалинской области»					
Изм.	Лист	Содержание изменения			Код	Примечание			
1	29	Том 3 откорректирован Текстовая часть: Внесена поправка в типоразмер утяжелителя. ПТКБ-ГС-200			4	Изменения внесены на основании замечаний, выданных Областным Автономным Учреждением «Управление государственной экспертизы Сахалинской области» с замечаниями и предложениями по проектной документации. № 339 от 12.04.2017 г.			
Согласовано:		Изм. внес		Ужва	<i>Ужва</i>	03.17	Производственное подразделение ООО «ПРОЕКТНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР «ЛОРЕС» г. Волгоград	Лист	Листов
Н.контр.		Составил		Салеева	<i>Салеева</i>	03.17		1	1
		ГИП		Гиря		03.17			
		Утв.							

Обозначение	Наименование	Прим. (стр.)
1	2	3
2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР.С	Содержание раздела 3	2-5
2-01-4840/471-472-13-65/247-1-СП	Состав проектной документации.	6-7
2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР	Текстовая часть.	
	1 Топографические, инженерно-геологические, гидрологические, метеорологические и климатические условия.	8-42
	2 Особые природно-климатические условия.	
	3 Прочностные и деформационные характеристики грунта в основании линейного объекта.	
	4 Уровень грунтовых вод, их химический состав, агрессивность по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта.	
	5 Сведения о категории линейного объекта.	
	6 Характеристика технологического оборудования и устройств объекта.	
	7 Перечень мероприятий по энергосбережению.	
	8 Количество и типы оборудования (грузоподъемные, транспортные средства и механизмы).	
	9 Численность и профессионально-квалифицированный состав персонала.	
	10 Мероприятия, обеспечивающие соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации газопровода	
2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР.С		
Содержание раздела 3		
 ЗАО «ЛОРЕС»		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Разраб.	Карадобрый	<i>[Подпись]</i>	
Провер.	Грачева	<i>[Подпись]</i>	
Н. Контр.	Грачева	<i>[Подпись]</i>	

Стадия	Лист	Листов
П	1	5

1	2	3
2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР	11 Обоснование принятых в проектной документации	
	автоматизированных систем управления	
	технологическими процессами.	
	11.1 Общие сведения.	
	11.2 Общесистемные решения.	
	11.3 Информационное обеспечение	
	11.3.1 АСУ ТП РГ ГРПБ	
	11.3.2 АСУГ ГРПБ	
	11.3.3 Характеристики датчиков	
	11.4 Техническое обеспечение	
	11.4.1 АСУ ТП РГ ГРПБ	
	11.4.2 АСУГ ГРПБ	
	12. Узел учета газа на ГРПБ	
	12.1 Общие сведения	
	12.2 Характеристика узлов учета	
	расхода газа	
	12.3 Выбор измерительного	
	комплекса учета расхода газа	
	13 Решения по организации ремонтного хозяйства,	
	его оснащенность.	
	14 Обоснование технических решений по строитель-	
	ству в сложных инженерно-геологических условиях.	
	15 Основные проектные решения.	
	15.1 Газопроводы.	
	15.2 Антикоррозионная защита газопровода	
	15.2.1 Основания для разработки проекта	
	15.2.2 Характеристика защищаемых сооружений	
	15.2.3 Изоляционные, защитные покрытия и	
	материалы	
	15.2.4 Средства электрохимзащиты	

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

1	2	3
	15.2.5 Оценка коррозионной ситуации	
	15.3 Монтаж полиэтиленовых газопроводов.	
	15.4 Контроль качества сварных стыков и испытание газопроводов	
2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР	Графическая часть	
	1. Схема трассы с установкой оборудования	43
	2. Узел 1. Врезка проектируемого газопровода. План (1:50). Разрез 1-1 (1:50).	44
	3. Узел 2. План М1:50, Спецификация Разрез А-А. ГРПБ с. Покровка	45
	4. Узел 3. План М1:50. Разрез А-А. Спецификация ГРПБ с.Сосновка	46
	5. Узел 4. План М1:50. Разрез А-А. Спецификация ГРПБ с.Углезаходск	47
	6. Узел 5.Установка подземного крана Ду 150мм в ограждении.	48
	7. Узел 6. Установка подземного крана Ду 200мм в ограждении.	49
	8. Подземная установка стального крана Ду100мм	50
	9. Подземная установка стального крана Ду200мм	51
	10. Установка футляра на пересечении через канаву открытым способом (ПК0+31,0-ПК0+45,0)	52
	11. Установка футляра на пересечении а/дороги методом ННБ ул. Карьерная (ПК10+31,5-ПК10+58,5)	53
	12. Установка футляра на пересечении через съезд а/дороги открытым способом (ПК14+7,3-ПК14+14,80)	54
	13. Установка футляра на пересечении через съезд а/дороги открытым способом	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примеч.
1	2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ПЗ	Раздел 1 «Пояснительная записка»	
2	2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ППО	Раздел 2 «Проект полосы отвода»	
3	2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР	Раздел 3 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения»	
4	2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ИЛО	Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта»	
5	2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ПОС	Раздел 5 «Проект организации строительства»	
6	2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ООС	Раздел 7 «Мероприятия по охране окружающей среды»	
7	2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ПБ	Раздел 8 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»	
8	2-01-4840/471-472-13-65/247-1-СМ	Раздел 9 «Смета на строительство» Иная документация:	
9	2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ГОЧС	Раздел 10 Часть 1. «Перечень мероприятий по гражданской обороне. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»	
10	2-01-4840/471-472-13-65/247-1-РЗ	Раздел 10 Часть 2. «Рекультивация земель»	
11	2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ПРБ	Раздел 10 Часть 3. «Промышленная безопасность»	
12	2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ДП	Раздел 10 Часть 4. «Декларация пожарной безопасности»	
13	2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ССО	Раздел 10 Часть 5. «Сборник спецификаций основного оборудования и материалов»	
14	2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ИИ	Раздел 10 Часть 6. «Технический отчет по инженерно - геодезическим изысканиям»	000 «Полюс», г. Новосибирск в

Согласовано				

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

2-01-4840/471-472-13-65/247-1-СП

Изм. Кол.чч Лист №докум. Подпись Дата

Разраб.	Карadóбрь	<i>М.М.М.</i>
Провер.	Грачева	<i>В.Грач.</i>
Н. Контр.	Грачева	<i>В.Грач.</i>

Состав проектной документации

Стадия Лист Листов

П 1 2



ЗАО «ЛОРЕС»

1	2	3	4
15	2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ИИ	Раздел 10 Часть 7. «Технический отчет по инженерно - геологическим изысканиям»	000 «Полюс», г. Новосибирск в 2014г
16	2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ИИ	Раздел 10 Часть 8. «Технический отчет по инженерно - гидрометеорологическим изысканиям»	000 «Полюс», г. Новосибирск в 2014г
17	2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ИИ	Раздел 10 Часть 9. «Технический отчет по инженерно - экологическим изысканиям»	000 «Полюс», г. Новосибирск в 2014г
18	2-01-4840/471-472-13-65/247-1-РР	Раздел 10 Часть 10. «Расчетная часть»	Хранится в архиве

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			2-01-4840/471-472-13-65/247-1-СП						2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.

1. Топографические, инженерно-геологические, гидрологические, метеорологические и климатические условия.

Основные материалы для выполнения проекта:

- технический отчет по инженерно – геодезическим изысканиям, выполненный ООО «Полюс» г. Новосибирск в 2014г.;
- технический отчет по инженерно-геологическим изысканиям, выполненный ООО «Полюс» г. Новосибирск в 2014г.;
- технический отчет по инженерно-гидрометеорологическим изысканиям, выполненный ООО «Полюс» г. Новосибирск в 2014г.;
- технический отчет по инженерно-экологическим изысканиям, выполненный ООО «Полюс» г. Новосибирск в 2014г.

Инженерно-геодезические изыскания выполнены по трассе «Газопровод межпоселковый до с. Покровка – с. Сосновка – с. Узлезаходск Долинского района Сахалинской области» в масштабе съемки 1:2000, в сложных для проектирования местах в масштабе 1:500.

Топографическая съемка М1:2000, М1:500 выполнена в соответствии с требованиями государственных стандартов и технического задания с системе координат МК-2. Долинска.

Система высот – Балтийская.

Трасса проектируемого газопровода в административном отношении расположена в южной части муниципального образования городской округ «Долинский» между сёлами Покровка и Узлезаходск. Начало трассы – проектируемая ГРПБ с. Покровка. Площадка ГРПБ расположена на северо-восточной окраине села Покровка, в районе примыкания автодороги на с. Октябрьское к автодороге Долинск – Быково. Трасса проходит по восточной и южной окраинам с.Покровка, доходит до площадки ГРПБ с. Сосновка (северная окраина села) и далее следует в западном направлении, вдоль автодороги Долинск – Быково до места расположения ГРПБ с. Узлезаходск (восточная окраина села).

Территория планируемого строительства газопровода находится восточнее Южно-Камышового хребта в пределах низменности Сусунайского дола, представляющая собой тектонический прогиб, выполненный суэлинистыми четвертичными морскими и аллювиальными отложениями.

С востока низменность ограничена массивным Сусунайским хребтом, сложенным нижнепалеозойскими сланцами, кварцитами и зеленокаменными породами. Южным продолжением хребта служит Корсаковское плато, складчатая структура меловых и неогеновых отложений которого срезана морской абразионной террасой.

На месте врезки в восточной части с.Покровка устанавливаем ГРПБ с тремя выходами предусмотренный для понижения давления газа с высокого I категории (1,2 МПа) до высокого II категории (0,6 МПа) для газоснабжения населенных пунктов Узлезаходска, Сосновки и Быкова, и до среднего давления (0.3 МПа), и низкого давления газа (0,003МПа) для газоснабжения с.Покровка.

2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

Разраб.	Карадобры	<i>[Подпись]</i>
ГИП	Тищенко	<i>[Подпись]</i>
Провер	Грачева	<i>[Подпись]</i>
Н.контр	Грачева	<i>[Подпись]</i>

Технологические и конструктивные решения линейного объекта

Стадия	Лист	Листов
II	1	35



ЗАО «ЛОРЕС»

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

От ГРПБ трасса газопровода проходит на юго-запад и с южной стороны огибает с.Покровка пересекая автомобильные дороги открытым способом и закрытым способом, методом наклонно направленного бурения (ННБ) в футляре ПЭ80 SDR11 $\phi 400 \times 36,3$. После перехода через автодорогу трасса газопровода поворачивает на юго-запад и продолжает движение параллельно автомобильной дороге на с.Сосновка, перед населенным пунктом трасса поворачивает на север и на восток огибая населенный пункт с севера за озородами. На въезде в населенный пункт, слева от съезда в с.Сосновка устанавливаем ГРПБ. Для присоединения ГРПБ устанавливаем тройник ПЭ 100 SDR11 225/110. Далее пересекаем съезд с автомобильной дороги в с. Сосновка в футляре ПЭ80 SDR11 $\phi 400 \times 36,3$ закрытым способом, методом наклонно направленного бурения (ННБ), потом трасса газопровода поворачивает на север и пересекает автомобильную дорогу на с.Углезаводск в футляре ПЭ80 SDR11 $\phi 400 \times 36,3$ закрытым способом, методом наклонно направленного бурения (ННБ) после чего трасса поворачивает на запад и продолжает движение параллельно автомобильной дороге на с.Углезаводск. Так же трасса газопровода пересекает р.Найба. Автомобильную дорогу на с.Октябрьское в футляре ПЭ80 SDR11 $\phi 400 \times 36$, закрытым способом, методом наклонно направленного бурения (ННБ). И пересекаем автомобильную дорогу открытым способом в футляре ПЭ80 SDR11 $\phi 400 \times 36,3$. В конце трассы предусматриваем ответвление с установкой тройника ПЭ 225/160 и шарового крана Ду150 (в подземном исполнении в ограждении) с заглушкой для подключения межпоселкового газопровода с.Быков, далее после тройника устанавливаем переход ПЭ 225/110 и подойдя газопроводом к ГРПБ с.Углезаводск.

Площадка под размещение ГРПБ-с.Покровка находится у восточной границы с.Покровка в 50 м южнее пересечения автодорог на Октябрьское и Долинск-Покровка.

Площадка под размещение ГРПБ-с.Сосновка находится у северной границы с.Сосновка в 50м юго-западнее пересечения щебневых автодорог Долинск-Быков и на с.Сосновка.

Площадка под размещение ГРПБ-с.Углезаводск находится у восточной границы с.Углезаводск, восточнее автодороги Долинск-Быков.

Инженерно-геологические условия исследуемого участка определяются его геологическим строением, составом и состоянием пород, залегающих в зоне влияния проектируемого сооружения.

По результатам визуального описания, анализа определений свойств грунтов по результатам лабораторных анализов и статистической обработки частных значений параметров и с учетом возраста и генезиса грунтов, в геологическом разрезе трассы выделены следующие инженерно-геологические элементы:

ИГЭ 1 (QIV) – Глина легкая пылеватая мягкопластичная, непросадочная, ненабухающая, незасоленная, сильнопучинистая. Распространена с поверхности в начале трассы газопровода и конце трассы в основании разреза.

ИГЭ 2 (QIV) – Суглинок тяжелый пылеватый, текучепластичный, с примесью торфа (относительное содержание органического вещества, непросадочный, ненабухающий, незасоленный, чрезмернопучинистый. Встречен повсеместно.

ИГЭ 2и (QIV) – Ил суглинистый, текучий, незасоленный, чрезмернопучинистый. Встречен с поверхности в середине трассы.

ИГЭ Т (bQIV) – Торф среднеразложившийся, насыщенный водой, чрезмернопучинистый. Встречен единично.

ИГЭ 10 (QIV) – Гравийный грунт, насыщенный водой, с супесчано-суглинистым заполнителем до 20%, слабопучинистый, незасоленный. Встречен по трассе газопровода в основании разреза, в районе р.Найба выходит на поверхность.

Согласно ГОСТ 9.602-2005 т.1 коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой стали от низкой до средней.

Глубина сезонного промерзания грунтов по данным многолетних наблюдений на метеостанции составляет:

Нормативная глубина промерзания составила:

Изм.	Кол.вч	Лист	№лок	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
							2
Изм.	Кол.вч	Лист	№лок	Подпись	Дата		

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

- для глин и суглинков – 1,51 м;
- для торфа – 0,9 м;
- для крупнообломочных грунтов – 2,23 м;

Согласно СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» о. Сахалин находится в климатическом районе II Г.

Климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица №1

Характеристики	Ед. изм.	Согласно СП 131.13330.2012
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки	°С	-35°
Продолжительность периода со среднесуточной температурой менее 0° С	сут.	154
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца	°С	+35,0
Количество осадков за год	мм	654
Преобладающее направление ветра декабрь-февраль		Ю
июнь-август		Ю

2. Особые природно-климатические условия

Трасса газопровода расположена в районе с сейсмичностью 9 баллов.

Для обеспечения надежной и безаварийной работы газопровода проектом выполнены следующие требования:

- применяемые стальных электросварных прямошовных труб по ГОСТ 10704-91: из стали марки 10, группы В, изготовленных по ГОСТ 10705-80
- толщина стенки стальных трубы и соединительных деталей рассчитана по СП 42-102 с оценкой прочности при сейсмических воздействиях;
- применяемые полиэтиленовые трубы по ГОСТ Р 50838-2009: из ПЭ100 SDR11
- толщина стенки ПЭ-трубы и соединительных деталей рассчитана по СП 42-103-2003 с оценкой прочности при сейсмических воздействиях;
- сварные стыковые соединения подлежат 100% контролю физическими методами;
- в местах пересечения с другими подземными коммуникациями, на углах поворота, в местах разветвления сети, перехода подземной прокладки на надземную, расположения неразъемных соединений (полиэтилен-сталь), в пределах поселений на линейных участках через 50 м устанавливаются контрольные трубки по СП62.13330.2011*. Конструкция контрольной трубки приведена в графической части;
- участки газопроводов, прокладываемые через болота или заболоченные участки, рассчитываются против всплывания (на устойчивость положения). Для обеспечения устойчивости положения следует предусматривать специальные конструкции и устройства для баллаستировки (утяжеляющие покрытия и др.)

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

						2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
Изм.	Кол.вч	Лист	№лок	Подпись	Дата		3

3. Прочностные и деформационные характеристики грунта в основании линейного объекта

По геолого-литологическому разрезу до разведённой скважинами глубины 5,0–7,0м:

ИГЭ 1 (QIV) – Глина легкая пылеватая мягкопластичная, непросадочная ($\sigma_{SL}=0,000$), ненабухающая ($\sigma_{SW}=0,033$), незасоленная ($D_{sal}=0,034-0,050\%$), сильнопучинистая ($\sigma_{fn}=0,091$). Среднее значение природной влажности 0,316, степень водонасыщения 0,98, удельное сцепление 20,8 кПа, угол внутреннего трения 110, модуль деформации 11 МПа. Мощность слоя 0,4–3,3. Распространена с поверхности в начале трассы газопровода и конце трассы в основании разреза.

Плотность $\rho^s=1,91 \text{ г/см}^3$;

Коэффициент пористости $e_n=0,883$ д.е.;

Коэффициент сцепления грунта $C=20,8$ кПа;

Угол внутреннего трения $\varphi=11^\circ$;

Модуль деформации $E=11,0$ МПа.

ИГЭ 2 (QIV) – Суглинок тяжелый пылеватый, текучепластичный, с примесью торфа (относительное содержание органического вещества 0,05–0,087), непросадочный ($\sigma_{SL}=0,000$), ненабухающий ($\sigma_{SW}=0,025$), незасоленный ($D_{sal}=0,034-0,067\%$), чрезмернопучинистый ($\sigma_{fn}=0,120$). Мощность слоя 2,1–5,8м. Встречен повсеместно.

Плотность $\rho^s=1,88 \text{ г/см}^3$;

Коэффициент пористости $e_n=0,788$ д.е.;

Коэффициент сцепления грунта $C=10,0$ кПа;

Коэффициент водонасыщения $=0,85$;

Угол внутреннего трения $\varphi=130^\circ$;

Модуль деформации $E=5$ МПа.

ИГЭ 2и (QIV) – Ил суглинистый, текучий, незасоленный ($D_{sal}=0,043-0,052\%$), чрезмернопучинистый ($\sigma_{fn}=0,150$). Мощность слоя 0,7–2,3 м. Встречен с поверхности в середине трассы.

Плотность $\rho^s=1,68 \text{ г/см}^3$;

Коэффициент пористости $e_n=0,953$ д.е.;

Коэффициент водонасыщения $=0,82$;

Коэффициент сцепления грунта $C=10,0$ кПа;

Модуль деформации $E=2,0$ МПа.

ИГЭ Т (bQIV) – Торф среднеразложившийся, насыщенный водой, чрезмернопучинистый ($\sigma_{fn}=0,180$). Мощность слоя 0,5–0,8 м. Встречен единично.

Плотность $\rho^s=1,68 \text{ г/см}^3$;

Коэффициент пористости $e_n=0,96$ д.е.;

Коэффициент водонасыщения $=0,87$;

Модуль деформации $E=0,24$ МПа.

ИГЭ 10 (QIV) – Гравийный грунт, насыщенный водой, с супесчано-суглинистым заполнителем до 20%, слабопучинистый ($\sigma_{fn}=0,022$), незасоленный ($D_{sal}=0,023-0,057\%$). Встречен по трассе газопровода в основании разреза, в районе р.Найба выходит на поверхность.

Плотность $\rho^s=2,02 \text{ г/см}^3$;

Коэффициент сцепления грунта $C=7,5$ кПа;

Угол внутреннего трения $\varphi=310^\circ$;

Модуль деформации $E=32,4$ МПа.

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№лок	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
							4

4 Уровень грунтовых вод, их химический состав, агрессивность по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта.

В гидрогеологическом отношении участок работ относится к Сусунайскому артезианскому бассейну.

Подземные воды широко распространены на территории водосбора, насыщая породы различного возраста и литологического состава. Однако сильная расчлененность горного рельефа и малая величина зоны физического выветривания не способствуют накоплению в горных районах значительных запасов подземных вод. Последние, в основном, концентрированы в пределах артезианского бассейна Сусунайской и Муравьевской низменностей и в долине р. Лютоги, где широко развиты грунтовые (поровые трещинные) воды, а ниже по разрезу – напорные водоносные горизонты, приуроченные к отложениям плиоценового и миоценового возраста (Широков, 1967).

Наибольшим распространением в районе пользуются водоносные горизонты ниже-среднепалеозойских отложений (Сусунайский хребет), триасово-нижнемеловых пород, которыми почти полностью сложен Тонино-Анивский хребет и верхнемеловых-миоценовых пород Южно-Камышевого хребта.

Подземные воды комплекса ниже-среднепалеозойских отложений обладают маломощными запасами. Естественные родники, выходящие в верховья речных распадков, на привершинных участках горных хребтов и у подножия склонов, имеют незначительные расходы, не превышающие десятых долей метра в секунду и характеризуются резкими колебаниями дебитов в течение года. Трещинные воды ультрапресные, с минерализацией от 300 до 200 мг/л, по химическому составу – гидрокарбонатные.

К основным факторам, определяющим химический состав местного стока, относятся: гидрогеологические условия, климат, почвы, характер подстилающей поверхности. В гидрогеологическом отношении на территории о.Сахалин, относящейся к зоне избыточного увлажнения, наиболее широко представлены ультрапресные и пресные подземные воды. Значительно меньшее распространение имеют средне и сильно минерализованные воды. По своему химическому составу воды подземных горизонтов относятся преимущественно к гидрокарбонатному классу и лишь в прибрежных районах встречаются водоносные комплексы с гидрокарбонатно-хлоридными или хлоридными водами.

Климатические условия в различных районах острова Сахалин неодинаковы, что связано в основном со сложным строением поверхности и значительной протяженностью острова с севера на юг. В общем, для территории наиболее характерными климатическими условиями являются высокая относительная влажность воздуха, частые туманы и значительное количество атмосферных осадков, выпадающих преимущественно в теплое время года.

Почвы отличаются большим разнообразием; структура и характер их распространения по территории определяется зональными факторами. В равнинной части острова Сахалин, а также по долинам рек развиты в основном суглинистые лугово-дерновые, лугово-глеевые заболоченные и аллювиально-слоистые пойменные и торфянистые почвы. С увеличением высоты местности они сменяются горными буротажными неоподзоленными или слабо суглинистыми оподзоленными почвами. Благодаря хорошей промытости почв, атмосферные осадки слабо обогащаются в них растворенными солями, что способствует формированию сравнительно низкой минерализации речных вод. При характеристике ионного состава поверхностных вод в отдельные фазы водного режима рек приняты следующие градации по степени выраженности преобладающего иона

- резко выраженное преобладание одного вида ионов над другими (более 36% экв.);
- хорошо выраженное преобладание (36-28% экв.);
- слабо выраженное преобладание (28-25% экв.);
- неявно выраженное преобладание (менее 25% экв.).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
			Изм.	Кол.вч	Лист	№лок		Подпись

Речные воды исследуемой территории относятся к гидрокарбонатному классу с преобладанием ионов HCO_3 , очень мягкие. Общая жесткость воды не превышает величины 1,2–1,25 мг-экв/л. Средняя минерализация в маловодный период составляет 60–100 мг/л.

В период весеннего половодья в речную сеть поступает большой объем талых вод, которые в процессе стекания по склонам, имеют непродолжительный контакт с почвенным покровом и подстилающими грунтами (по причине промерзания последних и быстрым развитием процесса снеготаяния). Вследствие этого, минерализация речных вод минимальная, в то же время речные воды в значительной мере обогащаются органическими веществами с высоким содержанием гумуса, что приводит к увеличению цветности и снижению pH до кислой его реакции.

Некоторые реки в период весеннего половодья обладают сложным гидрохимическим режимом, изменяющимся во времени. В одни годы они относятся к гидрокарбонатному классу, в другие годы они приобретают хлоридный характер. Сульфатные ионы в формировании химического стока поверхностных вод в период весеннего половодья играют незначительную роль. Согласно данным наблюдений, относительное их содержание в речных водах в это время не превышает 15% экв. В катионном составе основной массы речных вод преобладают ионы кальция. В водах некоторых рек рассматриваемого района отмечается явно или слабо выраженное преобладание ионов $\text{Na}+\text{K}$, в водах которых отмечается изменение катионного состава. Преобладание ионов Са в отдельные, как правило, маловодные годы, чередуется с преобладанием ионов $\text{Na}+\text{K}$.

В периоды низкой водности рек их минерализация, как правило, повышается и находится в пределах 50–200 мг/л, причём более низкие значения (50–130 мг/л) характерны для летне-осенней межени, а более высокие (50–200 мг/л) – для зимней. Химический состав большинства рек исследуемого района в меженные периоды характеризуется преобладанием гидрокарбонатных ионов, а также ионов Са или $\text{Na}+\text{K}$. В водах некоторых рек острова в периоды низкой водности наблюдается пониженное содержание иона HCO_3 . Хлоридные и сульфатные ионы в водах большинства рек во время летней и зимней межени имеют подчинённое значение. Содержание их обычно не превышает 14–16% экв. В катионном составе поверхностных вод в периоды низкой водности преобладают ионы Са или $\text{Na}+\text{K}$.

Поскольку речные воды исследуемого района во все фазы водного режима имеют минерализацию не превышающую, как правило, 200 мг/л, питьевые качества их являются хорошими. Кроме величины минерализации, важное значение при оценке питьевого качества воды, имеет её ионный состав. Так, в случае преобладания в речных водах ионов Cl и Na, для питья может употребляться более минерализованная вода, чем при преобладании в них ионов SO_4 и Na или Mg. Учитывая, что поверхностные воды Сахалина характеризуются в основном преобладанием ионов Са, $\text{Na}+\text{K}$ и HCO_3 , они вполне отвечают требованиям, предъявляемым к питьевым свойствам воды.

Жёсткость воды определяется суммой многозарядных катионов и оценивается количеством ионов Са и Mg, выраженным в мг-экв/л. В зависимости от её величины различают следующие градации природных вод: очень мягкие (менее 1,5 мг-экв./л), мягкие (1,5–3,0 мг-экв./л), умеренно жёсткие (3,0–6,0 мг-экв./л), жёсткие (6,0–9,0 мг-экв./л) и очень жёсткие (более 9,0 мг-экв./л). Воды рек Сахалина по общему содержанию в них многозарядных катионов относятся к категории очень мягких вод.

В период весеннего половодья жёсткость их находится в основном в пределах 0,10–1,00 мг-экв/л.

В период летне-осенней и зимней межени жёсткость речных вод несколько увеличивается (до 0,50–1,20 мг-экв/л). С увеличением минерализации воды жёсткость её обычно также возрастает. Эта закономерность слабо проявляется лишь в так называемых содовых водах. При повышении минерализации этих вод жёсткость их, как правило, продолжает оставаться на низком уровне. В пределах рассматриваемой территории содовые речные воды встречаются крайне редко.

Агрессивностью воды называется её способность разрушать различные строительные материалы, путём воздействия на них растворёнными в воде солями и газами, или наоборот, выще-

Взам. инв. №		Подп. и дата																		Лист
	Изм.																			Кол.вч

лачивания из этих материалов отдельных составляющих. Различают следующие виды агрессивности:

Выщелачивающая агрессивность (ею обладают так называемые «мягкие» воды);

Общекислотная агрессивность (определяется содержанием в воде ионов водорода и обуславливает растворение «защитной» карбонатной плёнки бетона);

Углекислотная агрессивность (частный вид общекислотной агрессивности);

Сульфатная агрессивность (определяется содержанием в воде ионов SO_4);

Магнезиальная агрессивность (определяется содержанием в воде ионов Mg).

Выщелачивающая агрессивность свойственна поверхностным водам исследуемого района в течение всего года, поскольку содержание ионов HCO_3 в них, как правило, не превышает 1,5 мг/л.

Общекислотная агрессивность проявляется только в тех случаях, когда величина pH воды оказывается меньше 6,5. Такая концентрация ионов водорода наблюдается весной в отдельные годы на ряде рек Сахалина, в бассейнах которых имеются значительные по площади заболоченные территории. На некоторых водотоках подобные значения pH могут наблюдаться и во время летне-осенней и зимней межени.

Углекислотная агрессивность присуща поверхностным водам Сахалина в течение всего года (вследствие не насыщенности их по отношению к карбонату кальция). Сульфатная и магнезиальная агрессивность речным водам исследуемого района не свойственна, ввиду относительно небольшого содержания в них ионов SO_4 и Mg .

Учёт агрессивных свойств воды для строительного проектирования в каждом конкретном случае нужно производить особо, исходя из анализа химического состава воды, особенностей конструкции и условий работы проектируемого сооружения.

О содержании органических веществ в водах и их качественном составе в практике гидрохимических исследований принято судить по цветности воды и её окисляемости. Степень окисляемости обычно выражается количеством кислорода, необходимого для окисления органических веществ, содержащихся в воде.

Различают перманганатную и дихроматную окисляемости воды. Перманганатная окисляемость, как правило, составляет 40–45% от истинной окисляемости. В зависимости от её величины выделяют следующие градации окисляемости природных вод:

Очень низкая (менее 2 мгО/л);

Низкая (2–5 мгО/л);

Средняя (5–10 мгО/л);

Повышенная (10–20 мгО/л);

Высокая (20–30 мгО/л);

Очень высокая (более 30 мгО/л).

В период весеннего половодья перманганатная окисляемость речных вод в пределах рассматриваемой территории значительно меняется. Для большинства рек свойственна, как правило, средняя окисляемость (5–10 мгО/л).

В периоды летне-осенней и зимней межени воды большинства рек территории имеют низкую перманганатную окисляемость (2–5 мгО/л).

Цветность поверхностных вод в период весеннего половодья изменяется в весьма широких пределах. Повышенной цветностью отличаются водотоки, протекающие по сильно заболоченной местности. В летний период на большей части Сахалина отмечается снижение цветности поверхностных вод до 0–40° по шкале цветности. С наступлением зимней межени цветность воды подавляющего большинства рек исследуемой территории уменьшается до 0° по шкале.

Важным показателем качества природных вод, используемых для водоснабжения, является содержание в них биогенных веществ. Содержание общего железа в поверхностных водах о. Сахалин в весенний период находится в основном в пределах 0,20–0,70 мгFe/л. Во время летне-осенней и зимней межени содержание железа в русловых водах несколько понижается (до 0,02–

Изм.	Кол. вч	Лист	№ док	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
							7
Изм.	Кол. вч	Лист	№ док	Подпись	Дата		

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

0,44 мгFe/л). Можно отметить, что в период весеннего половодья содержание нитритов в речных водах рассматриваемой территории изменяется от 0,001 до 0,090 мгNO₂/л, а во время летне-осенней и зимней межени от 0,001 до 0,192 мгNO₂/л, причём наиболее высокие показатели (0,164–0,192 мгNO₂/л) отмечаются в период зимней межени. Содержание фосфатов в течение года колеблется в пределах 0,000–0,100 мгP/л. Содержание кремния в различные фазы водного режима рек изменяется в основном от 1 до 10 мгSi/л.

Исследования химического состава воды на агрессивность к бетонным конструкциям показали, что в отличие от средних рек, воды которых имеют преимущественно слабо щелочную среду, воды рек малых водотоков имеют, кислую среду со значениями pH ниже 6,5. Поскольку при таких значениях концентрации свободного водородного иона начинается разрушение карбонатной плёнки бетонных конструкций, эту особенность малых водотоков следует учитывать при проектировании и строительстве.

Водовмещающими грунтами служат суглинки, глины, ил суглинистый, торф, гравийные грунты.

Согласно ОСТ 41-05-263 по химическому составу грунтовые воды относятся к дикарбонатно-сульфатным, натриевым, воды весьма пресные (общая минерализация 216,4–237,4 мг/л), реакция среды нейтральная (pH 3,20–6,35), воды очень мягкие (общая жесткость 0,81–1,07 мг-экв/л).

Согласно СП 28.13330.2012 по водородному показателю, дикарбонатной щелочности и по содержанию агрессивной углекислоты грунтовые воды слабоагрессивные к бетону нормальной проницаемости и неагрессивные к бетону пониженной проницаемости.

По содержанию сульфатов – воды неагрессивны к бетону нормальной проницаемости на всех видах цемента. К арматуре железобетонных конструкций вода, по содержанию хлоридов, слабоагрессивная при периодическом смачивании и неагрессивная при постоянном погружении. К металлическим конструкциям – вода среднеагрессивная по водородному показателю и суммарной концентрации сульфатов и хлоридов.

5 Сведения о категории линейного объекта

Согласно табл.1 СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы» трасса проектируемого газопровода по рабочему давлению $P \leq 1,2$ МПа относится к газопроводу I-й категории, по рабочему давлению $P \leq 0,6$ МПа относится к газопроводу II-й категории.

6 Характеристика технологического оборудования и устройств объекта

Для снижения давления газа с высокого $P \leq 1,2$ МПа (I-й категории) до высокого $P \leq 0,6$ МПа (II-й категории), среднего $P \leq 0,3$ МПа и низкого $P \leq 0,003$ МПа и 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 предусмотрена установка газорегуляторного пункта – ГРПБ (с. Покровка, с. Сосновка, с. Узлезаовдск).

Требования по оснащению ГРПБ средствами АСУ ТП РГ изложены в ТЗ заводу изготовителю. (см. Том 1).

Характеристики ГРПБ приведены в таблице №2,3,4

Проектом предусмотрена:

- молниезащита и заземление ГРПБ (см. том ИЛО «Система электроснабжения»);
- электроснабжение ГРПБ (см. том ИЛО «Система электроснабжения»);

- обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами (см. подраздел 11).

Вентиляция ГРПБ производится через подрезы в дверцах.

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

Изм.	Кол.вч	Лист	Блок	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
							8
Изм.	Кол.вч	Лист	Блок	Подпись	Дата		

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

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 №2

1	Газорегуляторный пункт блочный ГРПБ с. Покровка	ЭС-ПГБ-139/56/2-139/54/2- 122/63/2-У1
1	Регулятор давления газа	- Тип 135 Ду65 – 2 шт., (основная и резервная линии редуцирования); - Тип 139 Ду65 – 2 шт., (основная и резервная линии редуцирования) - Тип 135 Ду25 – 2 шт., (основная и резервная линии редуцирования); - Тип 139 Ду25 – 2 шт., (основная и резервная линии редуцирования) -Тип 122-BV V/N Ду50 (30)
2	Давление газа на входе, МПа (кгс/см ²)	P _{вх.мах} =1,2 (12,0); P _{вх.мин} =1,15(11,5)
3	Давление газа на выходе, МПа (кгс/см ²)	P _{вых.1} ≤0,6 (6,0) P _{вых.2} ≤0,3 (3,0) P _{вых.3} ≤0,003 (0,03)
4	Расчетный расход газа на ГРПБ при t=0°C и P=0,101 м ³ /ч	Q _{мах1} =4868,0; Q _{мин1} =486,8 Q _{мах2} =187,50; Q _{мин2} =18,75 Q _{мах3} =407,50; Q _{мин2} =40,75
5	Максимальная пропускная способность регулятора -тип 135, 139 Ду50 при P _{вх} =1,15-1,2 МПа (12-11,5, кгс/см ²), P _{вых.1} ≤0,6 (6,0) МПа (кгс/см ²) ,м ³ /ч -тип 135, 139 Ду25 при P _{вх} =1,15-1,2 МПа (12-11,5, кгс/см ²), P _{вых.1} ≤0,3 (3,0) МПа (кгс/см ²) , м ³ /ч - Тип 122-BV V/N Ду50 (30) при P _{вх} =0,3 МПа(3 кгс/см ²), P _{вых.1} ≤0,003 (0,03) МПа (кгс/см ²) , м ³ /ч	8500-9500 1200-1400 620
6	Загрузка регулятора, при Q _{мах} , % тип 135, 139 Ду65 тип 135, 139 Ду25 тип 122-BVV/N Ду50	50,83 42,49 65,73
7	Верхний предел срабатывания предохранительного сбросного клапана, МПа	0,690 0,345 0,00345
8	Верхний предел срабатывания предохранительного запорного клапана, МПа	0,00375
9	Измерительный комплекс (на входе), диапазон измерения расхода газа при рабочих условиях, приведенный к нормальным условиям (t=0°C и P=0,101 МПа), м ³ /ч Q _{мах} / Q _{мин}	1.СГ-ЭКВз-Т-1,0-1000/1,6 с ДПД (1:30) Q_{мах}=7000/ Q_{мин}=233,33 (при P _{вх.} =0,6МПа) 2.СГ-ЭКВз-Р-0,75-250/1,6 с ДПД (1:100) Q_{мах}=1000/ Q_{мин}=10,0

Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
									9

		(при $P_{вх.}=0,3$ МПа)
Таблица №3		
1	Газорегуляторный пункт блочный ГРПБ с. Сосновка	ЭС-ПГБ-139/54/2-У1
1	Регулятор давления газа	- Тип 135 Ду40 – 2 шт., (основная и резервная линии редуцирования); - Тип 139 Ду40 – 2 шт., (основная и резервная линии редуцирования)
2	Давление газа на входе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вх.маx}=0,6$ (6,0); $P_{вх.миn}=0,58$ (5,8)
3	Давление газа на выходе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вых.}\leq 0,3$ (3,0)
4	Расчетный расход газа на ГРПБ при $t=0^{\circ}C$ и $P=0,101$ м ³ /ч	$Q_{маx}=523,40$; $Q_{миn}=52,34$
5	Максимальная пропускная способность регулятора –тип 135, 139 Ду40 при $P_{вх.}=0,57-0,6$ МПа (5,7-6,0 кгс/см ²), м ³ /ч	1500 – 2000
6	Загрузка регулятора, при $Q_{маx}$, % тип 135 Ду40 тип 139 Ду40	26,17
7	Верхний предел срабатывания предохранительного сбросного клапана, МПа	0,345
8	Измерительный комплекс (на входе), диапазон измерения расхода газа при рабочих условиях, приведенный к нормальным условиям ($t=0^{\circ}C$ и $P=0,101$ МПа), м ³ /ч, $Q_{маx}/Q_{миn}$	СГ-ЭКВз-Р-0,75-160/1,6 с ДПД (1:30) $Q_{маx}=1088,0$ $Q_{миn}=36,27$ (при $P_{вх.}=0,58-0,6$ МПа)

Таблица №4

1	Газорегуляторный пункт блочный ГРПБ с. Узлезаводск	ЭС-ПГБ-139/56/2-У1
1	Регулятор давления газа	- Тип 135 Ду50 – 2 шт., (основная и резервная линии редуцирования); - Тип 139 Ду50 – 2 шт., (основная и резервная линии редуцирования)
2	Давление газа на входе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вх.маx}=0,6$ (6,0); $P_{вх.миn}=0,55$ (5,5)
3	Давление газа на выходе, МПа (кгс/см ²)	$P_{вых.}\leq 0,3$ (3,0)
4	Расчетный расход газа на ГРПБ при $t=0^{\circ}C$ и $P=0,101$ м ³ /ч	$Q_{маx}=1760,0$; $Q_{миn}=176,0$
5	Максимальная пропускная способность регулятора –тип 135, 139 Ду65 при $P_{вх.}=0,54-0,6$ МПа (5,4-6,0 кгс/см ²), м ³ /ч	4000-4700
6	Загрузка регулятора, при $Q_{маx}$, % тип 135 Ду65 тип 139 Ду65	37,45
7	Верхний предел срабатывания предохранительного	0,345

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
							10

	сбросного клапана тип 222 Ду25, МПа	
8	Измерительный комплекс (на входе), диапазон измерения расхода газа при рабочих условиях, приведенный к нормальным условиям ($t=0^{\circ}\text{C}$ и $P=0,101$ МПа), $\text{м}^3/\text{ч}$ $Q_{\text{max}}/ Q_{\text{min}}$	СГ-ЭКВз-Т-0,75-400/1,6 с ДПД (1:20) $Q_{\text{max}}=2800,0/Q_{\text{min}}=140,0$ (при $P_{\text{вх.}}=0,54-0,6$ МПа)

Оборудование (регулятор давления) принято согласно данных (давление, максимальный часовой расход), указанных в схеме гидравлического расчета, разработанной ОАО «Газпром Промгаз».

Для достижения стабильной работы газопотребляющего оборудования, параметры настройки ГРПБ уточнить при пуско-наладочных работах.

Сбросной газопровод от предохранительно-сбросного клапана и продувочные газопроводы вывести на 4 метра над уровнем земли.

Выброс газа из сбросной свечи возможен при аварийной ситуации, кратковременные выбросы через продувочные газопроводы возможны при плановых ремонтных работах.

Проектом предусматривается установка отключающих устройств:

- по трассе на ответвлении стальной (Ду150) в подземном исполнении, герметичность затвора по классу А с выводом штока под ковер;
- до и после ГРПБ стальных (Ду200, Ду100) в подземном исполнении, герметичность затвора по классу А с выводом штока под ковер.

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

7 Перечень мероприятий по энергосбережению

Проект разработан в соответствии с Законом РФ № 261-ФЗ от 23.11.2009 (ред. от 28.12.2013) «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.07.2014).

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

- применение стальных электросварных прямошовных труб по ГОСТ 10704-91: из стали группы В, изготовленных по ГОСТ 10705-80 для прокладки газопроводов высокого давления ($P \leq 1,2$ МПа), в изоляции от коррозии, обеспечивающее экономию электрической энергии;
- применение стальных электросварных прямошовных труб по ГОСТ 10704-91: из стали группы В, изготовленных по ГОСТ 10705-80 для прокладки газопроводов высокого давления ($P \leq 1,2$ МПа), в изоляции от коррозии;
- применение регуляторов давления на ПГБ обеспечивает экономное газопотребление и рациональное использование газа;
- оснащение ГРПБ измерительным комплексом учета расхода газа, обеспечивающим рациональное использование газа и осуществление анализа технологического процесса распределения газа;
- применение автоматизированной системы управления на ГРПБ обеспечивает своевременную ликвидацию предаварийных и аварийных ситуаций, предотвращающих потери газа при сбросе и аварии.

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

Взам. инв. №						2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
Инд. № подл.	Подп. и дата	Изм.	Кол.вч	Лист	№лок	Подпись	Дата

При строительстве данного объекта необходимо эффективно использовать энергетические ресурсы. Строительство необходимо вести в светлое время суток. Продукцию применять с наивысшим классом энергетической эффективности, характеризуемого интервалом значений показателей экономичности энергопотребления.

Проектом разработан оптимальный вариант трассировки газопровода, его глубина прокладки, что позволит экономить энергоресурсы в период строительства, а в местах, где открытая прокладка затруднена, применяется метод ННБ.

8 Количество и типы оборудования (грузоподъемные, транспортные средства и механизмы)

Таблица №5

Наименование строительных машин и транспортных средств	Марка	По-требное кол-во, шт.	Область применения	Число машин и транспортных средств по кварта-лам
				1
1	2	3	4	5
Экскаватор ковшовой ёмк. 0,25 м³	Хитачи	1	Разработка грунта под фунда-менты	1
Экскаватор ковшовой ёмк. 0,50 м³	Хитачи	2	Разработка грунта в котлова-нах и траншее	2
Экскаватор ковшовой ёмк. 0,65 м³	Хитачи	1	Разработка грунта в котлова-нах и траншее	1
Бульдозер	ДЗ – 162, мощн. 95 л.с.	1	Перемещение грунта	1
Автомобильный кран	КС 35715	1	СМР	1
Трубоукладчик	ТГ-61	1	СМР	1
Автотранспорт	МАЗ	1	Перевозка материалов и кон-струкций	1
Автобус	ПАЗ-672	1	Перевозка людей	1
Автобус	УАЗ-452	1	Перевозка людей	1
Передвижная элек-тростанция	АД-30	1	Обеспечение электроэнергией	1
Передвижной ком-прессор	ЗИФ-ПВ-10/0,7	1	Обеспечение сжатым воздухом	1
Наполнительно-опресовочный агре-гат	АН-501	1	Опресовка трубопроводов	1
Сварочный агрегат	АДД-4004	1	Сварка труб	1
Сварочный агрегат	Протва	1	Сварка труб п/э (ЗН)	1
Установка для сварки полиэтиле-новых труб	Widos 4600 с блоком CNC 3.0	1	Сварка труб п/э встык	1

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
							12

Установка ННБ	Д36х50	1	Прокладка газопровода методом	1
Рентгеномагнито- графическая лабо-	РМЛ-213	1	Контроль сварных стыков	1
Дефектоскоп уль- тразвуковой	УД2-12	1	Контроль сварных соединений	1
Илосос	КО-530-24	2	Откачка отработанного бурово- го раствора	2
Водовозка	ЗИЛ-130	1	Подвозка воды	1
Водовозка АЦ40 ёмк.3 м³	ЗИЛ-131Н	1	Для противопожарных мероприя-	1
Автосамосвал	ГАЗ-СА3-35071	3	Отвозка грунта,	3
Пневмотрамбовка	ИП-4503	2	Уплотнение грунта	2
Асфальтокаток	ДУ-54	1	Уплотнение слоёв покрытия	1
Автомобетонсмеси- тель	58062	1	Доставка бетона	1
Ямобур		1	Бурение скважин	1
Центробежный насос		2	Водоотлив	2

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

9 Численность и профессионально-квалифицированный состав персонала

Средняя численность работающих на строительно-монтажных работах и вспомогательных производствах, исходя из выявленной нормативной трудоемкости и принятой продолжительности строительства, составит:

$$Ч_p = \frac{13392}{3,2 \times 167,4} = 25 \text{ человек, где}$$

13392 – нормативная трудоемкость, чел/час.

3,2 – продолжительность строительства, мес.

167,4 – среднее количество рабочих часов в месяце.

В общем количестве работающих, численность отдельных категорий работников согласно расчетным нормативам (часть 1 табл. 46) принимается следующей:

ИТР $25 \times 0,09 = 2$ человека;

Рабочие $25 \times 0,834 = 21$ человек;

Служащие, МОП, охрана $25 \times 0,076 = 2$ человека.

Потребность в рабочей силе обеспечивается за счет подрядной организации.

10 Мероприятия, обеспечивающие соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации газопровода

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
							13

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

- "Правил безопасности сетей газораспределения и газопотребления" от 28.07.2014г.;
- Федерального закона от 21 июля 1997 г. №116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (с изм. от 31.12.2014г.);
- "Технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления", утвержденного постановлением Правительства РФ от 29 октября 2010 г. № 870 (с изменениями от 23.06.2011 г.);
- с инструкциям заводов-изготовителей и производственных инструкций, обеспечивающих безопасное проведение работ, согласованных с Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

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 выше указанного 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.

Во время эксплуатации газового хозяйства необходимо Во время эксплуатации газового хозяйства необходимо организовать контроль за исправным состоянием газовых сетей и газового оборудования, инструмента, приспособлений, а также за наличием предохранительных устройств и индивидуальных средств, обеспечивающих безопасные условия труда. Не допускать эксплуатацию 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 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана заключить договор страхования риска ответственности за причинение вреда жизни, здоровью или имуществу других лиц и окружающей природной среде в случае аварии на опасном производственном объекте.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
			Изм.	Кол.вч	Лист	№док		Подпись

11 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами

11.1 Общие сведения

Автоматизированная система дистанционного управления технологическим процессом распределения газа и коммерческого учета потребления газа (АСУ ТП РГ) включающая в себя автоматизированную систему учета газа (АСУГ) предусматривается для:

- ГРПБ (с. Покровка);
- ГРПБ (с. Сосновка);
- ГРПБ (с. Узлезаводск)

АСУ ТП РГ и АСУГ организованы следующим образом:

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

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

Разработчиком на уровне КП АСУ ТП распределения газа ГРПБ согласно технического задания ОАО «Газпром газораспределение», является проектная организация строительно-монтажной службы управления ОАО «Владимироблгаз». При разработке комплектных ГРПБ АСУ ТП РГ должны быть учтены:

- технических требований ОАО «ГАЗПРОМРЕГИОНГАЗ» к системам телемеханики объектов газораспределительных сетей, утвержденных приказом ОАО «ГАЗПРОМРЕГИОНГАЗ» от 27 сентября 2010г. №451;
- унифицированные технических решений для создания АСУ ТП объектов газораспределительных сетей, утвержденных приказом ОАО «ГАЗПРОМРЕГИОНГАЗ» от 01 марта 2011г. №121;
- СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб», раздел 3, подраздел «Автоматизированные системы управления процессом распределения газа»;

При разработке АСУ ТП РГ и АСУГ предусматриваются:

- общесистемные решения (ОР);
- информационное обеспечение (ИО);
- технологическое обеспечение (ТО).

11.2 Общесистемные решения

АСУ ТП РГ и АСУГ для ГРПБ организованы в соответствии со следующей иерархией:

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

На уровне 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 КП, а так же контроль состояния технологического оборудования, и отклонения технологических параметров от установленных значений.

В «ОАО «Газпром газораспределение» филиал в Дальневосточном Федеральном Округе, АСУ ТП РГ организованы на базе существующего комплекса ПАКТ «Мегаполис-ТМ».

Взам. инв. №		Подп. и дата																		Лист
	Изм.																			Кол.вч

Комплекс ПАКТ «Мегаполис-ТМ» выполняет функции автоматизированного сбора, обработки и регистрации информации о параметрах функционирования удаленных объектов, а так же дистанционного управления технологическим оборудованием.

Комплекс ПАКТ «Мегаполис-ТМ» обеспечивает:

- организацию многоступенчатой архитектуры диспетчеризации с разграничением прав доступа к информации;
- надежность работы комплекса за счет резервирования оборудования связи, каналов связи и серверов сбора данных;
- достоверность и безопасность передачи данных за счет шифрования и VPN-туннелирования;
- возможность расширения комплекса.

Комплекс ПАКТ «Мегаполис-ТМ» рекомендован к применению ОАО «ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ» и сертифицирован в системе ГАЗСЕРТ (сертификат №ЮАЧ0.RU14.02.H00036).

В «ОАО «Газпром газораспределение» филиал в Дальневосточном Федеральном Округе на уровне ПУ (центральный диспетчерский пункт «ОАО «Газпром газораспределение» филиал в Дальневосточном Федеральном Округе – ЦДП) оборудование и программное обеспечение существующее.

11.3 ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

11.3.1 АСУ ТП РГ и АСУГ ГРПБ с. Покровка

Комплекс средств автоматизации (КСА) нижнего уровня АСУ ТП РГ на уровне КП ГРПБ обеспечивает выполнение функций телемеханизации по каналам телеизмерений (ТИ), телесигнализации (ТС) в следующем объеме параметров (телеуправление не предусматривается).

Параметры локального контроля по каналам телеизмерений ГРПБ с. Покровка Таблица №6

№ п/п	Наименование параметра телеизмерения	Единица изм.	Величина	Рекомендуемый тип прибора	Примечание
1	Избыточное давление на входе	МПа	1,15-1,2	Метран-150TG3(0...1.6 МПа) 2G 2 1 A M5 IM Q4 K03	БИ-006
2	Избыточное давление на выходе 1	МПа	0,6	Метран-150TG3(0...1 МПа) 2G 2 1 A M5 IM Q4 K03	БИ-006
3	Избыточное давление на выходе 2	МПа	0,3	Метран-150TG3(0...0,6 МПа) 2G 2 1 A M5 IM Q4 K03	БИ-006
4	Избыточное давление на выходе 3	кПа	3	Метран-150TG1(0...6 кПа) 2G 2 1 A M5 IM Q4 K03	БИ-006
5	Избыточное давление на систему отопления	кПа	2	Метран-150TG1(0...4 кПа) 2G 2 1 A M5 IM Q4 K03	БИ-006
6	Температура воздуха в технологическом помещении	°C	+5...+40	ТСПУ Метран-276-27Exia-100-0,25-H10-(-50...50)C 4-20mA-T5-Y1.1 (-50...+85)C-ГП	БИ-006
7	Температура воздуха помещения телемеханики	°C	+5...+40	ТСПУ Метран-276-26-100-0,25-H10-(-50...50)C4-20 mA-Y1.1 (-50...+85)C-ГП	
8	Температура газа на входном газопроводе (Ф 150мм)	°C	-30...+40	ТСПУ-Метран-276-05-Exia-100-0,25-H10-(-50+50)C-4-20mA-Y1.1-T6-ГП в комплекте с защитной гильзой	БИ-006
9	Температура газа на выход-	°C	-30...+40	ТСПУ-Метран-276-05-Exia-120-0,25-	БИ-006

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
							16

10	Загазованность технологического помещения (СО)	норма	выше нормы	ДАХ-М	
11	Загазованность помещения телемеханики (СН4)	норма	выше нормы	ДАТ-М	
12	Загазованность помещения телемеханики (СО)	норма	выше нормы	ДАХ-М	
13	Пожар в помещениях	в норме	активирован	Циркон-3	
14	Охранная сигнализация в помещениях	в норме	активирован	Циркон-3	
15	Несанкционированный доступ	норма	активирован	VIZIT	
16	Положение запорных клапанов регуляторов – 2шт	норма	сработал	Bartec -2шт	БИ-007-2шт

Параметры локального учёта ГРПБ с. Покровка

Таблица 8

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Количество счётных импульсов на единицу измерения	Рекомендуемый тип прибора	Примечание
1	Узел учета расхода газа1	нм³/ч	486,8-5794,2	Измерительный комплекс СГ-ЭКВ3-Т-1,0-1000/1,6 Ду150 (1/30)	Питание измерительного комплекса и передача данных с помощью блока питания и передачи данных БП-ЭК-02МТ (отдельно от передачи данных системы телеметрии Мегаполис ТМ)
2	Узел учета расхода газа2	нм³/ч	18,75-714 (общий расход по выходу 2 и выходу 3)	Измерительный комплекс СГ-ЭКВ3-Р-0,75-250/1.6 (1/100) Ду80	Питание измерительного комплекса и передача данных с помощью блока питания и передачи данных БП-ЭК-02МТ (отдельно от передачи данных системы телеметрии Мегаполис ТМ)
3	Расход электроэнергии	кВт/ч	4,0	Меркурий с импульсным выходом	
4	Учет газа на отопление	нм³/ч	0-1,55	ВК-Г4Т	С датчиком импульсов IN-Z61

*Питание датчиков осуществляется от блока питания в составе телеметрии Мегаполис ТМ, дьярьеры искрозащиты монтируются в шкафу телемеханики Мегаполис-ТМ.

Наличие закладных конструкций под приборы КИП: присутствуют

Наличие энергоснабжения:

- питание ГРПБ – 220В

- питание системы телеметрии – 220В, 50Гц

Объект имеет отсеки:

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
							18

технологическое да
телемеханики да
отопительное нет

Диаметр трубопроводов для проектирования

Участок газопровода на входе в ПГБ : 150 (мм)

Участок газопровода на выходе 1 из ПГБ: 150 (мм)

Участок газопровода на выходе 2 из ПГБ: 80 (мм)

Участок газопровода на выходе 3 из ПГБ: 100 (мм)

Тип системы отопления: местная, отопительные аппараты: газовый конвектор

Дополнительные условия (требования) : В щите телеметрии Мегаполис-ТМ предусмотреть дополнительный слот для дальнейшего подключения датчиков охраны периметра.

11.3.2 АСУ ТП РГ и АСУГ ГРПБ с. Сосновка

Комплекс средств автоматизации (КСА) нижнего уровня АСУ ТП РГ на уровне КП обеспечивает выполнение функций телемеханизации по каналам телеизмерений (ТИ), телесигнализации (ТС) в следующем объеме параметров (телеуправление не предусматривается).

Параметры локального контроля по каналам телеизмерений ГРПБ с. Сосновка Таблица №9

№ п/п	Наименование параметра телеизмерения	Единица изм.	Величина	Рекомендуемый тип прибора	Примечание
1	Избыточное давление на входе	МПа	0,58-0,6	Метран-150TG3(0...1,0 МПа) 2G 2 1 A M5 IM Q4 K03	БИ-006
2	Избыточное давление на выходе	МПа	0.3	Метран-150TG3(0...0,6 МПа) 2G 2 1 A M5 IM Q4 K03	БИ-006
3	Избыточное давление на систему отопления	кПа	2	Метран-150TG1(0...4 кПа) 2G 2 1 A M5 IM Q4 K03	БИ-006
4	Температура воздуха в технологическом помещении	°C	+5...+40	ТСПУ Метран-276-27Exia-100-0,25-Н10- (-50...50)С 4-20мА-У1.1 (-50...+85)С-ГП	БИ-006
5	Температура воздуха помещения телемеханики	°C	+5...+40	ТСПУ Метран-276-26-100-0,25-Н10- (-50...50)С4-20 мА-У1.1 (-50...+85)С-ГП	
6	Температура газа на входном газопроводе (Ф 50мм)	°C	-30...+40	ТСПУ-Метран-276-05-Exia-80-0,25-Н10-(-50+50)С-4-20мА-У1.1-Т6-ГП в комплекте с защитной гильзой	БИ-006
7	Температура газа на выходном газопроводе (Ф65 мм)	°C	-30...+40	ТСПУ-Метран-276-05-Exia-80-0,25-Н10-(-50+50)С-4-20мА-У1.1-Т6-ГП в комплекте с защитной гильзой	БИ-006
8	Перепад давления газа на фильтре № 1	кПа	0-10	Метран-150CD2(0...40 кПа) 2 2 1 1 L3 A M5 IM S5 Q4 K03 с клапанным блоком 0104 М Т 5 2 F 1 1 VC D5 2 L4	БИ-006
9	Перепад давления газа на фильтре № 2	кПа	0-10	Метран-150CD2(0...40 кПа) 2 2 1 1 L3 A M5 IM S5 Q4 K03 с клапанным блоком 0104 М Т 5 2 F 1 1 VC D5 2 L4	БИ-006

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

Изм.	Кол.вч	Лист	Блок	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
							19

Параметры локального контроля по каналам сигнализации ГРПБ с. Сосновка Таблица №10

№ п/п	Наименование контролируемого параметра	Состояние положения		Рекомендуемый тип прибора	Примечание
		норма	авария		
1	Реле контроля напряжения (220В)	в норме	отсутствует		
2	Наличие электропитания щита телеметрии (220 В)	в норме	отсутствует	РП 21	В составе телеметрии Мегаполис ТМ
3	Сигнализация повышения и понижения давления на входе в ГРПБ	в норме	Выше нормы, ниже нормы	Манометр показывающий сигнализирующий взрывозащищенный ДМ5010СгОEx (0-1,0 МПа)	БИ-007 - 2шт
4	Сигнализация повышения и понижения давления на выходе в ГРПБ	в норме	Выше нормы, ниже нормы	Манометр показывающий сигнализирующий взрывозащищенный ДМ5010СгОEx (0-0.6 МПа)	БИ-007 - 2шт
5	Состояние двери технологического помещения	закрыта	открыта	ИО 102-26/В "АЯКС"	БИ-007
6	Состояние двери помещения телемеханики	закрыта	открыта	ИО 102-26	
7	Загазованность технологического помещения (СН4)	норма	выше нормы	ДАТ-М	БПС-21М-7ВЦ
8	Загазованность технологического помещения (СО)	норма	выше нормы	ДАХ-М	
9	Загазованность помещения телемеханики (СН4)	норма	выше нормы	ДАТ-М	
10	Загазованность помещения телемеханики (СО)	норма	выше нормы	ДАХ-М	
11	Пожар в помещениях	в норме	активирован	Циркон-3	
12	Охранная сигнализация в поме-	в норме	активирован	Циркон-3	
13	Несанкционированный доступ	норма	активирован	VIZIT	

Параметры локального учёта ГРПБ с. Сосновка Таблица №11

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Количество счётных импульсов на единицу измерения	Рекомендуемый тип прибора	Примечание
1	Узел учета расхода газа1	нм³/ч	52,34-628,08	Измерительный комплекс СГ-ЭКВЗ-Р-0,75-160/1,6 Ду50 (1/30)	Питание измерительного комплекса и передача данных с помощью блока питания и передачи данных БП-ЭК-02МТ (отдельно от передачи данных системы телеметрии Мегаполис ТМ)
2	Расход электроэнергии	кВт/ч	4,0	Меркурий с импульсным выходом	
3	Учет газа на отопление	нм³/ч	0-1,2	ВК-Г4Т	С датчиком импульсов IN-Z61

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№лок	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
							20

*Питание датчиков осуществляется от блока питания в составе телеметрии Мегаполис ТМ, барьеры искрозащиты монтируются в шкафу телемеханики Мегаполис-ТМ.

Наличие закладных конструкций под приборы КИП: присутствуют

Наличие энергоснабжения:

- питание ГРПБ – 220В

- питание системы телеметрии – 220В, 50Гц

Объект имеет отсеки:

технологическое да

телемеханики да

отопительное нет

Диаметр трубопроводов для проектирования

Участок газопровода на входе в ПГБ : 50 (мм)

Участок газопровода на выходе из ПГБ: 65 (мм)

Тип системы отопления: местная, отопительные аппараты: газовый конвектор

Дополнительные условия (требования) : В шите телеметрии Мегаполис-ТМ предусмотреть дополнительный слот для дальнейшего подключения датчиков охраны периметра.

11.3.3 АСУ ТП РГ и АСУГ ГРПБ с. Узлезаводск

Комплекс средств автоматизации (КСА) нижнего уровня АСУ ТП РГ на уровне КП обеспечивает выполнение функций телемеханизации по каналам телеизмерений (ТИ), телесигнализации (ТС) в следующем объеме параметров (телеуправление не предусматривается).

Параметры локального контроля по каналам телеизмерений ГРПБ с. Узлезаводск Таблица №12

№ п/п	Наименование параметра телеизмерения	Единица изм.	Величина	Рекомендуемый тип прибора	Примечание
1	Избыточное давление на входе	МПа	0,55-0,6	Метран-150TG3(0...1,0 МПа) 2G 2 1 A M5 IM Q4 K03	БИ-006
2	Избыточное давление на выходе	МПа	0.3	Метран-150TG3(0...0,6 МПа) 2G 2 1 A M5 IM Q4 K03	БИ-006
3	Избыточное давление на систему отопления	кПа	2	Метран-150TG1(0...4 кПа) 2G 2 1 A M5 IM Q4 K03	БИ-006
4	Температура воздуха в технологическом помещении	°C	+5...+40	ТСПУ Метран-276-27Exia-100-0,25-Н10-(-50...50)С 4-20мА-Т5-У1.1 (-50...+85)С-ГП	БИ-006
5	Температура воздуха помещения телемеханики	°C	+5...+40	ТСПУ Метран-276-26-100-0,25-Н10-(-50...50)С4-20 мА-У1.1 (-50...+85)С-ГП	
6	Температура газа на входном газопроводе (Ф 80мм)	°C	-30...+40	ТСПУ-Метран-276-05-Exia-100-0,25-Н10-(-50+50)С-4-20мА-У1.1-Т6-ГП в комплекте с защитной гильзой	БИ-006
7	Температура газа на выходном газопроводе (Ф80 мм)	°C	-30...+40	ТСПУ-Метран-276-05-Exia-100-0,25-Н10-(-50+50)С-4-20мА-У1.1-Т6-ГП в комплекте с защитной гильзой	БИ-006
8	Перепад давления газа на фильтре № 1	кПа	0-10	Метран-150CD2(0...40 кПа) 2 2 1 1 L3 A M5 IM S5 Q4 K03 с клапанным блоком 0104 М Т 5 2 F 1 1 VC D5 2 L4	БИ-006
9	Перепад давления газа на фильтре № 2	кПа	0-10	Метран-150CD2(0...40 кПа) 2 2 1 1 L3 A M5 IM S5 Q4 K03 с клапанным блоком 0104 М Т 5 2 F 1 1 VC D5 2 L4	БИ-006

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

Изм.	Кол.вч	Лист	Блок	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
							21

Параметры локального контроля по каналам сигнализации ГРПБ с. Углезаводск Таблица №13

№ п/п	Наименование контролируемого параметра	Состояние положения		Рекомендуемый тип прибора	Примечание
		норма	авария		
1	Реле контроля напряжения (220В)	в норме	отсутствует		
2	Наличие электропитания щита телеметрии (220 В)	в норме	отсутствует	РП 21	В составе телеметрии Мегаполис ТМ
3	Сигнализация повышения и понижения давления на входе в ГРПБ	в норме	Выше нормы, ниже нормы	Манометр показывающий сигнализирующий взрывозащищенный ДМ5010Сг0Ех (0-1,0 МПа)	БИ-007 - 2шт
4	Сигнализация повышения и понижения давления на выходе в ГРПБ	в норме	Выше нормы, ниже нормы	Манометр показывающий сигнализирующий взрывозащищенный ДМ5010Сг0Ех (0-0,6 МПа)	БИ-007 - 2шт
5	Состояние двери технологического помещения	закрыта	открыта	ИО 102-26/В "АЯКС"	БИ-007
6	Состояние двери помещения телемеханики	закрыта	открыта	ИО 102-26	
7	Загазованность технологического помещения (СН4)	норма	выше нормы	ДАТ-М	БПС-21М-7ВЦ
8	Загазованность технологического помещения (СО)	норма	выше нормы	ДАХ-М	
9	Загазованность помещения телемеханики (СН4)	норма	выше нормы	ДАТ-М	
10	Загазованность помещения телемеханики (СО)	норма	выше нормы	ДАХ-М	
11	Пожар в помещениях	в норме	активирован	Циркон-3	
12	Охранная сигнализация в поме-	в норме	активирован	Циркон-3	
13	Несанкционированный доступ	норма	активирован	VIZIT	

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
							22

Параметры локального учёта ГРПБ с. Узлезаводск

Таблица №14

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Количество счётных импульсов на единицу измерения	Рекомендуемый тип прибора	Примечание
1	Узел учета расхода газа1	нм³/ч	176,0-2112,0	Измерительный комплекс СГ-ЭКВЗ-Т-0,75-400/1,6 Ду100 (1/20)	Питание измерительного комплекса и передача данных с помощью блока питания и передачи данных БП-ЭК-02МТ (отдельно от передачи данных системы телеметрии Мегаполис ТМ)
2	Расход электроэнергии	кВт/ч	4,5	Меркурий с импульсным выходом	
3	Учет газа на отопление	нм³/ч	0-1,2	ВК-Г4Т	С датчиком импульсов IN-Z61

Питание датчиков осуществляется от блока питания в составе телеметрии Мегаполис ТМ, барьеры искрозащиты монтируются в шкафу телемеханики Мегаполис-ТМ.

Наличие закладных конструкций под приборы КИП: присутствуют

Наличие энергоснабжения:

- питание ГРПБ - 220В
- питание системы телеметрии - 220В, 50Гц

Объект имеет отсеки:

технологическое да
телемеханики да
отопительное нет

Диаметр трубопроводов для проектирования

Участок газопровода на входе в ПГБ : 100 (мм)

Участок газопровода на выходе из ПГБ: 150 (мм)

Тип системы отопления: местная, отопительные аппараты: газовый конвектор

Дополнительные условия (требования) : В щите телеметрии Мегаполис-ТМ предусмотреть дополнительный слот для дальнейшего подключения датчиков охраны периметра.

Все вышеперечисленные контролируемые параметры для перечисленных КП ПГБ передаются по каналам GSM/GPRS в существующий диспетчерский пункт (ДП) «ОАО «Газпром газораспределение» филиал в Дальневосточном Федеральном Округ.

Для всех перечисленных ГРПБ уровень связи АСУ ТП РГ, для передачи информации с КП «Мегаполис-ТМ» на ПУ, предусмотрен по каналу стандарта GSM-CSD/GPRS в формате пакетной передачи данных. Для организации уровня связи предусмотрены основной модем GSM/GPRS и резервный GPRS модем для каждого ГРПБ.

Уровень связи АСУ ТП РГ, для передачи информации с измерительного комплекса СГ-ЭКВз на ПУ организуется отдельным каналом GSM/GPRS через блок питания и передачи данных БП-ЭК-02МТ (отдельно от передачи данных системы телеметрии Мегаполис ТМ).

В качестве каналов передачи данных используются сети сотовой связи любого оператора в данном регионе. Выбор оператора и режим связи осуществляет пользователь, эксплуатирующий систему, исходя из финансовых или технических соображений.

Оборудование связи в составе комплекса «Мегаполис-ТМ» поддерживает технологию VPN-туннелей для организации безопасного виртуального канала между удаленным объектом и ЦДП.

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№блок	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист 23
------	--------	------	-------	---------	------	------------------------------------	------------

Применяемые на уровне связи данных технологии шифрования 128-битным ключом обеспечивают высокие показатели безопасности передаваемых данных.

Комплекс средств автоматизации (КСА) нижнего уровня АСУ ТП РГ в части АСУГ на уровне КП ГРПБ, обеспечивает выполнение следующих функций:

- учет расхода газа при рабочих условиях;
- учет расхода газа приведенный к нормальным условиям;
- измерение и архивирование давления, температуры газа на узле учета;
- измерение и архивирование перепада давления на счетчике;
- формирование журнала событий с указанием даты и времени (выход давления и температуры за установленные пределы, максимальный объем).

Для обеспечения измерения, отображения, хранения информации по узлам учета расхода газа предусмотрены измерительные комплексы учета расхода газа типа СГ-ЭКВз-Т (Р) с корректорами типа ЕК 270.

Средства АСУГ (измерительные комплексы учета расхода газа) являются комплектом поставки ГРПБ.

11.3.4 ХАРАКТЕРИСТИКИ ДАТЧИКОВ И ОБОРУДОВАНИЯ

Предусмотренные датчики, устанавливаемые в ГРПБ имеют:

- сертификаты соответствия,
- сертификаты по взрывозащите;
- разрешение на применение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Датчики давления, перепада давления и температуры предусмотрены с унифицированным тактовым сигналом 4-20 мА.

Охранные извещатели, концевые выключатели с дискретными выходами напряжением 24В.

Измеряемое значение датчиков давления и датчиков перепада давления располагается в пределах от 20% до 100% верхнего предела измерения датчика.

Термопреобразователи предусмотрены с пределами измерений (-50 ... +50)°С.

Относительная погрешность датчиков измерения технологических параметров – 0,5%.

Проектом предусматривается организация телеметрии на базе программно-аппаратного комплекса «Мегаполис-ТМ». Данный комплекс выполняет функции автоматизированного сбора, обработки и регистрации измерительной информации о параметрах функционирования удаленных объектов (ГРПБ).

Распределенная архитектура комплекса позволяет создавать многоуровневые диспетчерские пункты с возможностью делегирования ответственности и разграничением прав доступа между уровнями. Широкие возможности интеграции комплекса позволяют подключать широкий диапазон первичных датчиков и измерительного оборудования для организации контроля всего круга объектов городского хозяйства (газоснабжение, водоснабжение, электроснабжение, котельные, административные здания).

Комплектный ГРПБ шкаф телемеханики комплектуется современным программируемым контроллером с интерфейсом Ethernet, что обеспечивает надежный доступ к данным и конфигурации объекта через стандартные протоколы сети Интернет. Установленный в составе комплекса контроллер имеет 8 слотов расширения, что позволяет по необходимости расширять функциональные возможности сбора информации:

- до 64 аналоговых входов,
- до 128 дискретных входов/выходов,
- до 32 счетно-импульсных выходов,
- до 64 аналоговых выходов, а также дополнительные порты RS232/RS485.

Взам. инв. №		Подп. и дата	Изм. № подл.							Лист	
										24	
				Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	

Установленный в комплексе контроллер выполняет следующие функции:

- считывание сигналов с различных датчиков (аналоговых, дискретных, счетно-импульсных);
- телеуправления выходными сигналами различного типа (аналоговые, дискретные);
- первичную обработку считанных данных, анализ аварийных ситуаций по уставкам;
- архивирование данных во внутреннюю память, удаленное и локальное считывание архивов;
- удаленное конфигурирование параметров работы контроллера;
- самодиагностику и автоматизированный перезапуск по сторожевому таймеру.

Измерительные модули ввода/вывода обеспечивают поддержку всех видов стандартных входных сигналов с возможностью калибровки и регулировки диапазонов измерений:

- дискретные сигналы до 24В ;
- унифицированные токовые сигналы 0..20мА, 4..20мА, ±10В;
- счетно-импульсные сигналы;
- термопреобразователи сопротивления Pt100, Pt50, 100Ω, 50Ω, 100M, 50M.

Комплекс телеметрии "Мегаполис-ТМ" построен на современном программируемом контроллере типа Advantech ADAM-5510E/TCP с интерфейсом Ethernet, что обеспечивает надежный доступ к данным и конфигурации объекта через стандартные сетевые протоколы. Модульные программируемые контроллеры Advantech ADAM-5510E/TCP имеют 8 слотов расширения, что позволяет по необходимости расширять функциональные возможности сбора информации: до 64 аналоговых входов, до 128 дискретных входов/выходов, до 32 счетно-импульсных выходов, до 64 аналоговых выходов, а также добавлять дополнительные порты RS232/RS485.

Функциональные возможности контроллера Advantech ADAM-5510E/TCP – установленный в комплексе контроллер выполняет следующие функции:

- считывание сигналов с различных датчиков: аналоговых, дискретных, счетно-импульсных;
- телеуправления выходными сигналами различного типа: аналоговые, дискретные;
- первичную обработку считанных данных, анализ аварийных ситуаций по уставкам;
- архивирование данных во внутреннюю память, удаленное и локальное считывание архивов;
- удаленное конфигурирование параметров работы контроллера;
- самодиагностику и автоматизированный перезапуск по сторожевому таймеру.
- Измерительные модули ввода/вывода обеспечивают поддержку всех видов стандартных входных сигналов с возможностью калибровки и регулировки диапазонов измерений:

- Дискретные сигналы до 24В;
- Унифицированные токовые сигналы 0..20мА, 4..20мА, ±10В;
- Счетно-импульсные сигналы;
- Термопреобразователи сопротивления Pt100, Pt50, 100Ω, 50Ω, 100M, 50M.

Все модули ввода/вывода, применяемые в комплексе, имеют повышенную защиту от воздействия разрядов электрического тока.

Технические характеристики контроллера Advantech ADAM-5510E/TCP:

Количество слотов для модулей расширения: 8 шт.

Количество внешних портов расширения RS485: 1 шт.

Количество внешних портов расширения RS232/RS485: 1 шт.

Количество внешних портов расширения RS232: 1 шт. – для программирования

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

						2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подпись	Дата		25

Температурные условия эксплуатации: от +5°C до +60°C
 Защита от проникновения влаги и пыли: не хуже IP32
 Диапазон напряжений питания: 10..30В постоянного тока (нестабилизированное)
 Потребляемая мощность в рабочем режиме: не более 10 Вт
 Габаритные размеры (ДхШхВ): 320х110х90 мм
 Масса: не более: 1,5 кг.

11.4 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

11.4.1 АСУ ТП РГ ГРПБ

Система «Мегаполис-ТМ» предусмотрена согласно:

- письма о системах телеметрии №ЮМ-18-2/5656 от 18.05.2011г., выданного ОАО «Газпром газораспределение»;
- протокола технического совещания по вопросу реализации программы реконструкции объектов газораспределения ОАО «Газпром газораспределение» от 05 апреля 2011г.;
- приложения 1. Перечень систем телемеханики, предлагаемых к развитию в ДЗО ОАО «Газпром газораспределение»;
- сертификат соответствия ГАЗСЕРТ №ЮАЧ0.RU1402.H00203, действителен по 06.04.2018;
- разрешение на применение № РРС 00-050449 действителен до 23.04.2018;
- свидетельство об утверждении типа средств измерений RU.C.34.004.A № 48069, срок действия до 13 сентября 2017г., ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ, регистрационный № 36091-07;

Для осуществления сбора, обработки информации, поступающей с датчиков, установленных в ГРПБ, в виде стандартных аналоговых сигналов напряжения и тока, дискретных, хранения информации, а так же передачи данных в систему более высокого уровня (ЦДП), предусмотрен КП ГРПБ – комплекс «Мегаполис-ТМ», изготовитель ОАО «ВЛАДИМИРОБЛГАЗ» г. Владимир.

Электроснабжение КП ГРПБ осуществляется по третьей категории надежности электроснабжения (в соответствии с ПУЭ) от существующих электрических сетей.

При аварии электроснабжения или отключении электропитания АСУ ТП РГ для выполнения ремонтных работ в системе обеспечивается сохранность информации применением резервного источника питания, входящего в комплект поставки КП ГРПБ.

Переключение на резервный источник электропитания выполняется без нарушения функционирования устройств АСУ ТП РГ.

11.4.2 АСУГ ГРПБ

Для осуществления сбора, хранения информации по узлу учета расхода газа предусмотрен корректор типа **ЕК 270**. Для передачи информации на верхний уровень ЦДП «ОАО «Газпром газораспределение» филиал в Дальневосточном Федеральном Округе с корректора типа **ЕК 270** предусмотрен блок питания типа **БПЭК-02/МТ**.

Предусмотренный комплекс средств измерения расхода газа, сбора информации с узла учета и передачи информации на верхний уровень, обеспечивает передачу информации, необходимую для составления на верхнем уровне системы следующих видов отчета:

- месячный;
- суточный;
- часовый;
- оперативный (по вызову).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР				
Изм.	Кол.вч	Лист	№лок	Подпись	Дата		

При аварии электроснабжения или отключении электропитания системы АСУГ для выполнения ремонтных работ в системе обеспечивается сохранность информации в корректоре ЕК 270 встроеным в блок питания БПЭК-02/МТ аккумулятором (DELTA DT1212).

Переключение на резервный источник электропитания (аккумулятор) выполняется без нарушения функционирования устройств АСУГ.

12 Узел учета газа на ГРПБ

12.1 Общие сведения

Узел учета расхода газа (технологический) предусмотрен на газопроводе в:

- ГРПБ-(с. Покровка), ГРПБ- (с. Сосновка) и ГРПБ- (с. Узлезаводск).

Узел учета газа являются комплектом поставки ГРПБ.

Измерительные комплексы учета расхода газа предусмотрены согласно:

- опросных листов с приложением заводу-изготовителю ГРПБ;

- требований ГОСТ Р 8.740-2011 «Расход и количество газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков».

Требования по оснащению ГРПБ измерительными комплексами для учета расхода газа изложены в опросных листах заводу-изготовителю ГРПБ. Опросные листы приложены в сборник спецификации основного оборудования и материалов, том 14 раздел 10 часть 5.

12.2 Характеристика узлов учета расхода газа

Примененные средства измерения типа СГ-ЭКВз-Т и СГ-ЭКВз-Р имеют сертификат ГОССТАНДАРТА РОССИИ и внесены в Госреестр средств измерения (СИ).

Измерительный комплекс СГ-ЭК-Т зарегистрирован в Госреестре СИ под №16190-11, сертификат об утверждении типа RU.C.29.011.A №53359, срок действия по 09.12.2018г.

Сертификат соответствия по взрывозащите №РОСС RU.ГБ06.В01287, срок действия по 09.01.2016г. №0813869, СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ.

Предусмотренные измерительные комплексы обеспечивают:

- измерение расчетного расхода газа при рабочих условиях от минимального до максимального с погрешностью, регламентированной руководством по эксплуатации на данный измерительный комплекс;

- измерение давления газа (избыточное) на замерном узле;

- измерение перепада давления на замерном узле;

- измерение температуры газа на замерном узле.

Функционально измерительные комплексы обеспечивают:

- вычисление приведенного к стандартным условиям расхода и объема газа;

- просмотр на дисплее текущих измеряемых и рассчитываемых параметров, данных архива;

- программирование и считывание информации с помощью клавиатуры и жидкокристаллического дисплея;

- формирование архива по рабочему и стандартному объему, давлению, температуре газа, коэффициенту сжимаемости и коэффициенту коррекции;

- формирование журнала событий с указанием даты и времени (выход давления и температуры за установленные пределы, максимальный объем);

- интеграция в систему с дистанционной передачей данных с помощью интерфейса RS-232C (RS-485) или оптического интерфейса;

- четыре цифровых выхода могут быть запрограммированы для передачи значений объемов газа в виде импульсов, и/или передачи сообщений об ошибках.

Взам. инв. №						2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
							27
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
	Изм.	Кол.вч	Лист	№блок	Подпись	Дата	

Питание узлов учета предусмотрено от блока питания типа БП-ЭК-02МТ.

12.3 Выбор измерительного комплекса учета расхода газа

Измерительные комплексы учета расхода газа выбраны согласно данным о максимальных часовых расходах газа, указанных в схеме газоснабжения, разработанной ОАО «ГАЗПРО ПРОМ-ГАЗ» для Сахалинской области.

В связи с отсутствием генеральных схем газоснабжения населенных пунктов и установки счетчиков коммерческого учета расхода газа у потребителей, минимальный расход на ГРПБ принят 10% от максимального расхода.

Предусмотренные измерительные комплексы обеспечивают измерение расхода газа во всем диапазоне расхода газа, причем минимальная граница измерения расхода определена исходя из предельно допустимой погрешности измерений расхода. Результаты подбора измерительных комплексов представлены в таблице №15.

Таблица №15

Место расположения измерительного комплекса	Расход газа при нормальных условиях (P=0,101МПа, t=0°C) Q _{н.мах./Q_{н.мин} м³/ч}	Расход газа при рабочих условиях Q _{мах./Q_{мин} м³/ч}	Тип измерительного комплекса	Диапазон измерения объемного расхода при рабочих условиях Q _{н.мин} Q _{н.мах} м³/ч
ГРПБ (с. Покровка)	4868,0/486,8	426,7/36,21	СГ-ЭКВз-Т-1,0-1000/1,6 с ДПД (1:30) (на выходе)	33.....1000
	594,9/59,49	163,9/14,47	СГ-ЭКВз-Р-0,75-250/1,6 с ДПД (1:100) (на выходе)	2,5.....250
ГРПБ (с. Сосновка)	523,40/52,34	84,94/7,28	СГ-ЭКВз-Р-0,75-160/1,6 с ДПД (1:30) (на входе)	5.....160
ГРПБ (с. Узлеза-водск)	1760,0/176,0	298,8/24,49	СГ-ЭКВз-Р-0,75-400/1,6 с ДПД (1:20) (на входе)	20.....400

13 Решения по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

Согласно нормативной документации 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 взаимодействия;
- участие в комиссиях по аттестации персонала в области промышленной безопасности;

Взам. инв. №						Лист
Изнв. № подл.						2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР
	Изм.	Кол.вч	Лист	№блок	Подпись	

- 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 Госгортехнадзора России.

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

Согласно отчета об инженерно-геологических изысканиях грунта по трассе: глина легкая пылеватая мягкопластичная, непросадочная, ненабухающая, незасоленная, сильнопучинистая; суглинок тяжелый пылеватый, текучепластичный, с примесью торфа (относительное содержание органического вещества, непросадочный, ненабухающий, незасоленный, чрезмернопучинистый; ил суглинистый, текучий, незасоленный, чрезмернопучинистый; торф среднеразложившийся, насыщенный водой, чрезмернопучинистый; гравийный грунт, насыщенный водой, с супесчаносуглинистым заполнителем до 20%, слабопучинистый, незасоленный.

Прокладку газопровода предусмотреть на глубине согласно продольных профилей (см. том 2 ППО).

Для уменьшения негативного воздействия сил морозного пучения вертикальные участки газопровода (контрольные трубки, входы и выходы газопровода из земли и т.д.) засыпать в радиусе 0,5 метра несмерзающим сыпучим грунтом (песком средне, крупнозернистым) на всю глубину траншеи.

При прохождении трассы подземного стального и полиэтиленового газопроводов высокого давления в водонасыщенных грунтах с высоким (установившимся) уровнем грунтовых вод для обеспечения проектного положения во избежание всплытия необходимо предусмотреть балластировку:

- стальной газопровод $\Phi 219 \times 5,0$ контейнерными утяжелителями чугунные типа УЧК-219 с шагом укладки равным 7,0 м
- полиэтиленовый - газопровод $\Phi 225 \times 20,5$ контейнерными типа ПТБК-ГС-200 с шагом укладки равным 5,0 м

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

Организация и технология производства работ по балластировке и закреплению газопроводов должна осуществляться подрядной организацией в соответствии с требованиями технологических карт и проекта производства работ (ППР), выполненного строительной-монтажной организацией.

Изм.	Кол.вч	Лист	№ док	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
							29
1	1	-	05-17	<i>М.И.И.</i>	03.17		

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

15 Основные проектные решения

15.1 Газопроводы

Наименование настоящего проекта «Газопровод межпоселковый до с. Покровка – с. Сосновка – с. Углезаводск Долинского района Сахалинской области».

Присоединение проектируемого межпоселкового газопровода осуществляется к ранее запроектированному межпоселковому стальному газопроводу высокого давления I категории $P \leq 1,2 \text{ МПа}$ $\phi 219 \times 5,0$ (см. ПД 000 «ЛОРЕС» «Газопровод межпоселковый ГРС Долинск-г. Долинск с отводом на Топливоэнергетический кластер Долинского района Сахалинской области», шифр 2-01-4840/471-472-13-65/246-1 согласно технических условий №11\16 от 04.02.2016г., выданных ООО «Газпром межрегионгаз»).

Газопроводы высокого (I и II категории), среднего (III категории) и низкого (IV категории) давления прокладывается из стальных электросварных прямошовных труб по ГОСТ 10704-91: из стали гр. В, изготовленных по ГОСТ 10705-80 подземно с трехслойным полиэтиленовым покрытием весьма усиленного и надземно с антикоррозионным покрытием.

Прокладка подземного полиэтиленового газопровода высокого давления II-й категории $P \leq 0,6 \text{ МПа}$ выполнена:

- из труб ПЭ100 SDR11 по ГОСТ Р 50838-2009 с коэффициентом запаса прочности не менее 3,2;

- из труб ПЭ100 SDR11 по ГОСТ Р 50838-2009 в защитной оболочке заводского изготовления с коэффициентом запаса прочности не менее 3,2;

Диаметры газопровода приняты согласно схемы гидравлического расчета сети ГРС Долинск Долинского городского округа Сахалинской области, выполненной ОАО «Газпром Промгаз».

При прокладке газопровода методом наклонно-направленного бурения выполнены расчеты согласно СП 42-101-2003, которые хранятся в архиве проектной организации. В данных расчетах определяются следующие параметры: угол забуривания (входной угол), угол выхода буровой головки, радиус кривизны пилотной скважины, длина пилотной скважины, расчет заглубления газопровода на каждой штанге, общее усилие протаскивания и т.д.

Расстояние по горизонтали в свету до зданий и сооружений принято согласно таблице В.1 (приложения В) СП 62.13330-2011.

Пересечение автодорог выполнить подземно закрытым способом методом ННБ:

- 1) Пересечение газопроводом ГЗ ПЭ100 SDR11 $\phi 225 \times 20,5$ автодорогу в футляре ПЭ80 SDR11 $400 \times 36,3$ (техническая) (ПК10+31,50– ПК10+58,50) $L_{\phi} = 27,0 \text{ м}$;
- 2) Пересечение газопроводом ГЗ ПЭ100 SDR11 $\phi 225 \times 20,5$ автодорогу в футляре ПЭ80 SDR11 $400 \times 36,3$ (техническая) (ПК20+44,8– ПК20+85,8) $L_{\phi} = 41,0 \text{ м}$;
- 3) Пересечение газопроводом ГЗ ПЭ100 SDR11 $\phi 225 \times 20,5$ автодорогу в футляре ПЭ80 SDR11 $400 \times 36,3$ (техническая) (ПК21+47,70– ПК21+85,70) $L_{\phi} = 38,0 \text{ м}$;
- 4) Пересечение газопроводом ГЗ ПЭ100 SDR11 $\phi 225 \times 20,5$ автодорогу в футляре ПЭ80 SDR11 $400 \times 36,3$ (техническая) (ПК32+84,10– ПК33+12,10) $L_{\phi} = 28,0 \text{ м}$.

Угол пересечения проектируемого газопровода с осью автодорог составляет 90° или близким к 90° .

При производстве работ методом ННБ газопровод прокладывается в защитном полиэтиленовом футляре с устройством на одном конце футляра в верхней точке уклона контрольной трубки выходящей на 1,5 м от уровня земли. Глубина прокладки предусмотрена не менее 1,5 м от верха покрытия или подошвы насыпи дороги до верха футляра трубы.

Концы футляра выводятся на расстояние не менее 2,0 м за края пересекаемого сооружения или края подошвы насыпи дороги и должны иметь уплотнение из диэлектрического водонепроницаемого эластичного материала (пенполимерные материалы, пенополиуретан, битум и т.д.).

Пересечение автодорог выполнить подземно открытым способом:

1. съезд с а/дороги местного районного значения газопроводом ГЗ ϕ ПЭ100 SDR11 $\phi 225 \times 20,5$

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

Изм.	Кол. вч	Лист	№ док	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
							30

футляре ПЭ80 SDR11 ϕ 400x36,3 (ПК14+7,3– ПК14+14,80) L ϕ =7,50м;

2. съезд с а/дороги местного районного значения газопроводом ГЗ ϕ ПЭ100 SDR11 ϕ 225x20,5 футляре ПЭ80 SDR11 ϕ 400x36,3 (ПК15+57,40– ПК15+86,40) L ϕ =29,0м;

3. съезд с а/дороги местного районного значения газопроводом ГЗ ϕ ПЭ100 SDR11 ϕ 225x20,5 футляре ПЭ80 SDR11 ϕ 400x36,3 (ПК22+69,60– ПК22+76,10) L ϕ =6,50м;

4. съезд с а/дороги местного районного значения газопроводом ГЗ ϕ ПЭ100 SDR11 ϕ 225x20,5 футляре ПЭ80 SDR11 ϕ 400x36,3 (ПК28+33,50– ПК28+52,0) L ϕ =18,50м;

5. съезд с а/дороги местного районного значения газопроводом ГЗ ϕ ПЭ100 SDR11 ϕ 225x20,5 футляре ПЭ80 SDR11 ϕ 400x36,3 (ПК41+53,4– ПК41+82,10) L ϕ =28,70м.

При производстве работ методом ННБ глубина прокладки газопровода принята не менее 1,5 м от подошвы откоса насыпи автодорог до верха образующего футляра согласно требованиям СП62.13330.2011* п.5.5.4.

На одном конце футляров в верхней точке уклона устанавливается контрольная трубка, выведенная на 1.5 выше уровня земли.

Концы футляров герметизируются манжетами конусными резиновыми.

При пересечении газопроводом дорог без покрытия (грунтовые дороги) и уличных проездов, учитывая возможную осадку грунта в процессе строительства, траншею в пределах дорог засыпать несмерзающим сыпучим грунтом с послойным уплотнением.

Пересечение естественных преград со сложным рельефом выполнить подземно закрытым способом методом ННБ:

1. р. Наїба газопроводом ГЗ ПЭ100 SDR11 ϕ 225x20,5 (ПК23+53,3– ПК24+68,3) L=115,0м;

2. канал газопроводом ГЗ ПЭ100 SDR11 ϕ 225x20,5 (ПК24+68,3– ПК25+41,3) L=73,0м;

3. канал, озеро газопроводом ГЗПЭ100 SDR11 ϕ 225x20,5 (ПК47+89,30–ПК50+24,90), L=235,60м.

Пересечение естественных преград выполнить подземно открытым способом:

1. канаву газопроводом ГЗ ϕ ПЭ100 SDR11 ϕ 225x20,5 в футляре ПЭ100 ГАЗ SDR11 ϕ 400x36,3 (ПК0+31,0– ПК0+45,0) L ϕ =14,0м;

2. канаву газопроводом ГЗ ϕ ПЭ100 SDR11 ϕ 225x20,5 в футляре ПЭ100 ГАЗ SDR11 ϕ 400x36,3 (ПК19+11,80– ПК19+23,30) L ϕ =11,50м;

3. канаву газопроводом ГЗ ϕ ПЭ100 SDR11 ϕ 225x20,5 в футляре ПЭ100 ГАЗ SDR11 ϕ 400x36,3 (ПК42+3,80– ПК42+16,80) L ϕ =13,0м;

4. канаву газопроводом ГЗ ϕ ПЭ100 SDR11 ϕ 225x20,5 в футляре ПЭ100 ГАЗ SDR11 ϕ 400x36,3 (ПК45+16,50– ПК45+40,50) L ϕ =24,0м;

Перед производством работ уточнить местоположение сетей инженерно-технического обеспечения с помощью трассоискателя или шурфовкой в присутствии представителя организации, эксплуатирующей эти коммуникации.

Работы по строительству газопровода в местах пересечений с надземными и подземными инженерными коммуникациями производить только на основании письменных разрешений организаций, осуществляющих эксплуатацию данных коммуникаций, в присутствии их представителей.

Разработку траншеи непосредственно в охранной зоне пересекаемых подземных и надземных инженерных коммуникаций следует выполнять вручную без применения ударных инструментов, в обе стороны от пересечения с:

- с ЛЭП до 1 кВ по 2,0 м;
- с ЛЭП от 1 до 20 кВ по 10,0м;
- с кабелем связи по 2,0 м;
- с водопроводом по 2,0 м;

В местах пересечений кабель защитить в кожух из двух швеллеров. Концы кожуха вывести за границы траншеи на один метр с обеих сторон.

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

Изм.	Кол.вч	Лист	№лок	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
							31

Расстояние по вертикали между газопроводом и кабелем связи должно быть не менее 0,5 м от верхней точки футляра.

Производство земляных работ вблизи охранной зоны, в охранной зоне и местах пересечения кабеля без согласования проектов и вызова представителей запрещается.

В местах пересечений установить информационные знаки.

На рабочих чертежах проекта сделать предупреждающую запись:

«Внимание! Кабель ООО «Быковсвязь». До начала работ вызвать представителя ООО «Быковсвязь».

Повороты линейной части полиэтиленовых газопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскостях должны выполняться с использованием отводов заводского изготовления. При отсутствии полиэтиленовых отводов допускается выполнять упругим или естественным изгибом с радиусом не менее 25 диаметров трубы (таблица 5.1).

Минимально допустимые радиусы изгиба для газопровода из полиэтиленовых труб, проложенных методом наклонно-направленного бурения $\geq 25 d_n$, где d_n – наружный диаметр газопровода.

К применению допускаются трубы полиэтиленовые и стальные электросварные прямошовные выпускаемые отечественными заводами и имеющими сертификат качества завода изготовителя. Трубы должны быть изготовлены в соответствии с требованиями стандартов или технических условий.

Трубы, применяемые при строительстве, должны быть испытаны гидравлическим давлением на заводе-изготовителе или иметь запись в сертификате о гарантии того, что выдержат гидравлическое давление, величина которого соответствует требованиям стандартов или технических условий на трубы.

Сварное соединение должно быть равнопрочно основным металлическим и полиэтиленовым трубам или иметь гарантированный заводом-изготовителем, согласно стандарту и техническим условиям на трубы, коэффициент прочности сварного соединения.

Для определения местонахождения трассы газопровода на месте врезки, на углах поворота, а также на границах участков трассы при бестраншейной прокладке газопровода, устанавливаются опознавательные знаки или таблички-указатели. На опознавательный знак наносятся данные о диаметре, давлении, глубине заложения газопровода, материале труб, расстоянии до газопровода, сооружения или характерной точки и другие сведения. Опознавательные знаки устанавливаются на железобетонные столбики и располагаются согласно с.5.905-30(31).07 вып.1 ч.2.

Для межпоселкового полиэтиленового газопровода совместно с сигнальной лентой вдоль насыпанного (на расстоянии 0,2-0,3м справа) газопровода прокладывается провод-спутник с выводом под ковер для возможности подключения аппаратуры, с установкой табличек-указателей.

Согласно "Правил охраны газораспределительных сетей" от 20.11.2000г. №878 охранная зона:

- вдоль трассы межпоселкового газопровода по 2 м с каждой стороны газопровода при прокладке газопровода без провода спутника;

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

- вдоль трассы межпоселкового газопровода, проходящего по древесно-кустарниковой растительности - в виде просек шириной не менее 6 м, по 3 м с каждой стороны газопровода;

- для газорегуляторных пунктов устанавливается охранная зона - 10 м от границ этих объектов.

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

При строительстве выполнить уплотнение вводов и выпусков инженерных коммуникаций зданий сооружений на расстоянии 80 м от подземных газопроводов высокого давления согласно серии 5.905-26-08 «Уплотнение вводов инженерных коммуникаций, зданий и сооружений в газифи-

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
			Изм.	Кол.вч	Лист	№лок		Подпись

цируемых городских и населенных пунктах», просверлить отверстия диаметром 25 мм в крышках газовых, канализационных, теплофикационных и телефонных колодцев.

Расстояние по горизонтали в свету до зданий и сооружений принято согласно таблице В.1. (приложения В) СП 42-101-2003г.

К строительству газопровода можно приступать при полном обеспечении трубами и соединительными деталями, после выполнения строительно-монтажной организацией проекта производства работ (ППР) на основе данного проекта и с учетом норм и требований нормативной документации.

При прохождении подземного полиэтиленового газопровода в грунтах с высоким уровнем грунтовых вод, для обеспечения проектного положения, во избежание всплытия в проекте предусмотрена балластировка газопроводов. Балластировка предусмотрена в границах максимального прогнозируемого подъема уровня УГВ. Расстояние в свету от края пригруза до сварного соединения газопровода должно быть не менее 0,5м.

Организация и технология производства работ по балластировке и закреплению газопроводов должна осуществляться подрядной организацией в соответствии с требованиями технологических карт и проекта производства работ (ППР), выполненного строительно-монтажной организацией.

15.2 Анतिकоррозионная защита газопровода

Активные средства электрохимзащиты в проекте не предусматриваются, т.к. проектируемый подземный газопровод прокладывается из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 50838-2009.

В проекте для участков подземного стального газопровода, футляров на выходе из земли и контрольных трубок применяется «весьма усиленная» изоляция экструдированным полиэтиленом заводского изготовления.

Для отводов, стыков стального подземного газопровода применяется полимерно-битумная лента «ПИРМА» ТУ 2245-003-48312016-03 (конструкция 5 по ГОСТ 9.602-2005, в трассовых условиях).

Для стальных участков газопровода (в районе ШРП), стальных контрольных трубок $\phi 57 \times 3,5$, установленных на футлярах при переходе газопроводом автомобильных дорог, электрохимзащита не предусматривается согласно п.7.4 ГОСТ ИСО 9.602-2005., так как данные стальные участки, расположенные на линейной части полиэтиленовых газопроводов, длиной не более 10м. При этом стальные участки газопровода предусмотрено обсыпать песком на всю глубину траншеи.

В качестве изоляции стальных надземных газопроводов принята - окраска эмалью ПФ-115 ГОСТ 6465-76 для наружных работ за два раза по двум слоям грунтовки ГФ-021 ГОСТ 25129-82. Общая толщина покрытия 80мкм, на сварных швах толщина покрытия 110мкм (согласно СП 28.13330.21012).

15.3 Монтаж полиэтиленовых 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».

Присоединение полиэтиленового газопровода к стальному выполнено неразъемным соединением «полиэтилен-сталь» усиленного типа. Неразъемное соединение «полиэтилен-сталь» укладывается на основание из песка $\sigma=10\text{см}$, длиной по 1 м в каждую сторону и засыпается песком на всю высоту траншеи.

Неразъемные соединения полиэтилен-сталь должны иметь разрешение Госгортехнадзора и Сертификат соответствия на их изготовление.

Изготовление узлов неразъемных соединений «полиэтилен - сталь» должно производиться в условиях баз, участков или специализированных лабораторий.

Взам. инв. №							Лист
Инд. № подл.							Лист
	Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР
							33

Сварку полиэтиленовых труб в пределах участков ННБ следует выполнять при помощи муфт с закладными нагревателями согласно требованиям СП 42-101-2003 п.10.124. Соединения труб на границах ННБ, соединение сваренных из отрезков (13м) плетей газопроводов $\phi 225$ длиной по 130м, соединение труб, изготовленных из разных марок полиэтилена, предусмотрено муфтами с закладными электронагревателями (ЗН). Соединение п/э труб для футляров $\phi 400 \times 36,3$; выполнить сваркой встык нагретым инструментом.

Газопровод в местах входа и выхода из земли следует заключить в стальной футляр с изоляцией «весьма усиленной». Концы футляра уплотнить эластичным материалом.

Соединения труб в отрезках производить сваркой встык нагретым инструментом.

Сварку полиэтиленовых труб между собой производить при температуре наружного воздуха $-15^{\circ}\text{C} - +40^{\circ}\text{C}$, при более низкой температуре наружного воздуха сварку производить в специальных укрытиях.

При укладке газопроводов в траншею выполняют мероприятия, направленные на снижение напряжений в трубах от температурных изменений в процессе эксплуатации при температуре труб (окружающего воздуха) выше плюс 10°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.

Повороты линейной части газопровода из полиэтиленовых труб в горизонтальной и вертикальной плоскостях должны выполняться с использованием литых отводов из полиэтилена заводского изготовления. При отсутствии полиэтиленовых отводов допускается выполнять упругим или естественным изгибом с радиусом не менее 25 диаметров трубы.

Минимально допустимые радиусы изгиба для газопровода из полиэтиленовых труб, проложенных методом наклонно-направленного бурения $\geq 25 d_{\text{н}}$, где $d_{\text{н}}$ – наружный диаметр газопровода.

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.

На сварочные стыки полиэтиленовых газопроводов должны быть оформлены журналы производства работ и (или, как правило, автоматически) протоколы, позволяющие установить время и режим сварки, а также сварщика, выполнившего сварку.

15.4 Контроль качества сварных стыков и испытание газопроводов

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

Законченные строительством стальные участки газопроводов подлежат контролю радиографическим методом по ГОСТ 7512 в объеме:

- 100% сварных стыков подземного стального газопровода, но не менее 1стыка;
- 5%, но не менее 1 стыка для надземных газопроводов в обвязке ГРПБ.

Стыки полиэтиленовых газопроводов предусматривается выполнять на сварочной технике высокой степени автоматизации. Контроль стыков полиэтиленовых трубопроводов проводят ультразвуковым методом по ГОСТ 14782. Согласно п.10.4 СП62.13330.2011 Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002(2014г.) : обязательному контролю физическими методами не подлежат стыки полиэтиленового газопровода сваренных техникой с высокой степенью автоматизации. Сварка полиэтиленовых газопроводов соединительными деталями с ЗН должна выполняться аппаратами, осуществляющими регистрацию результатов сварки с их последующей выдачей в виде распечатанного протокола.

Взам. инв. №						Лист
Инв. № подл.						Лист
Подп. и дата						Лист
Изм.	Кол. вч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Лист
						34

Сварные соединения, выполненные при помощи деталей с закладными нагревателями и муфт с закладными электронагревателями подлежат визуальному контролю, согласно п.8.16, 8.17. СП42-103-2003.

Узлы неразъемных соединений и соединительные детали, не обеспечивающие герметичность, должны вырезаться и заменяться новыми.

Все газопроводы должны быть испытаны на герметичность. Испытания производить в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011*.

Перед испытанием смонтированных наружных газопроводов на герметичность должна производиться их продувка с целью очистки внутренней полости газопровода от окалины, влаги и засорения.

Испытания подземных газопроводов следует производить после их монтажа в траншее и насыпки выше верхней образующей трубы не менее чем на 0,2 м или после полной засыпки траншеи строительно-монтажной организацией в соответствии с проектом производства работ.

Испытания проектируемых газопроводов на герметичность необходимо выполнять в соответствии с разработанным строительно-монтажной организацией проектом производства работ (ППР) и согласно СП 62.13330.2011*. При проведении испытания газопроводов на герметичность, рекомендуемая максимальная длина и класс манометра, принимается согласно разд. 11 СП42.101-2003.

Значение испытательного давления и время выдержки под давлением газопроводов принимаются в соответствии СП 62.13330.2011*:

- участки полиэтиленового подземного газопровода высокого давления II-ой категории испытываются давлением 0,75 МПа в течение 24 часов;
- участки стального газопровода высокого давления I-ой категории с изоляцией экструдированный полиэтилен, испытываются давлением 1,5 МПа в течение 24 часа;
- участки стального газопровода высокого давления II -ой категории с изоляцией экструдированный полиэтилен, испытываются давлением 0,75 МПа в течение 24 часа;
- участки стального газопровода среднего давления III -ой категории с изоляцией экструдированный полиэтилен, испытываются давлением 0,6 МПа в течение 24 часа;
- участки стального газопровода низкого давления IV -ой категории с изоляцией экструдированный полиэтилен, испытываются давлением 0,6 МПа в течение 24 часа;
- участок надземного газопровода высокого давления II-ой категории до 0,6 МПа испытывается давлением 0,75 МПа в течение 1 часа;
- участок надземного газопровода среднего давления III-ой категории до 0,3 МПа испытывается давлением 0,45 МПа в течение 1 часа;
- участок надземного газопровода низкого давления IV-ой категории до 0,1 МПа (газопровод-ввод) испытывается давлением 0,3 МПа в течение 1 часа.

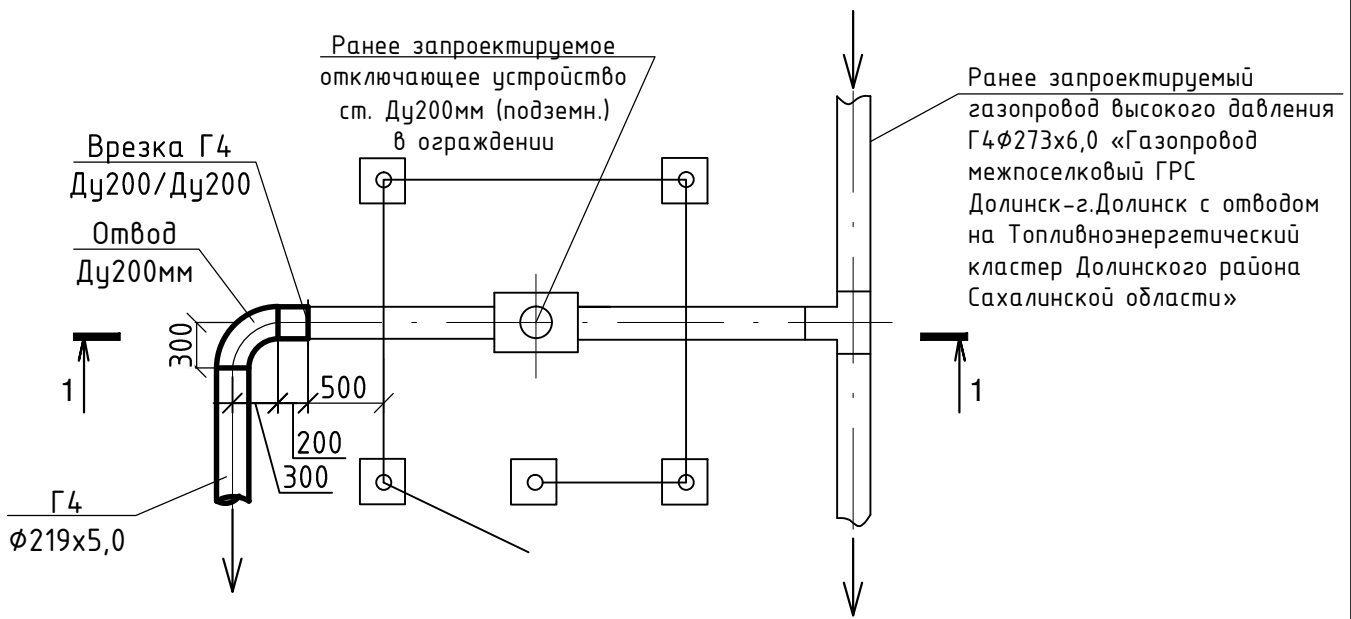
Испытание подземных газопроводов, прокладываемых методом ННБ проводится в три стадии в соответствии СП 62.13330.2011*.

Газопровод следует считать выдержавшим испытание на герметичность, если фактическое падение давления в период испытания не превышает величины, регламентируемой СП 62.13330.2011* «Газораспределительные системы» и СП 40-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб».

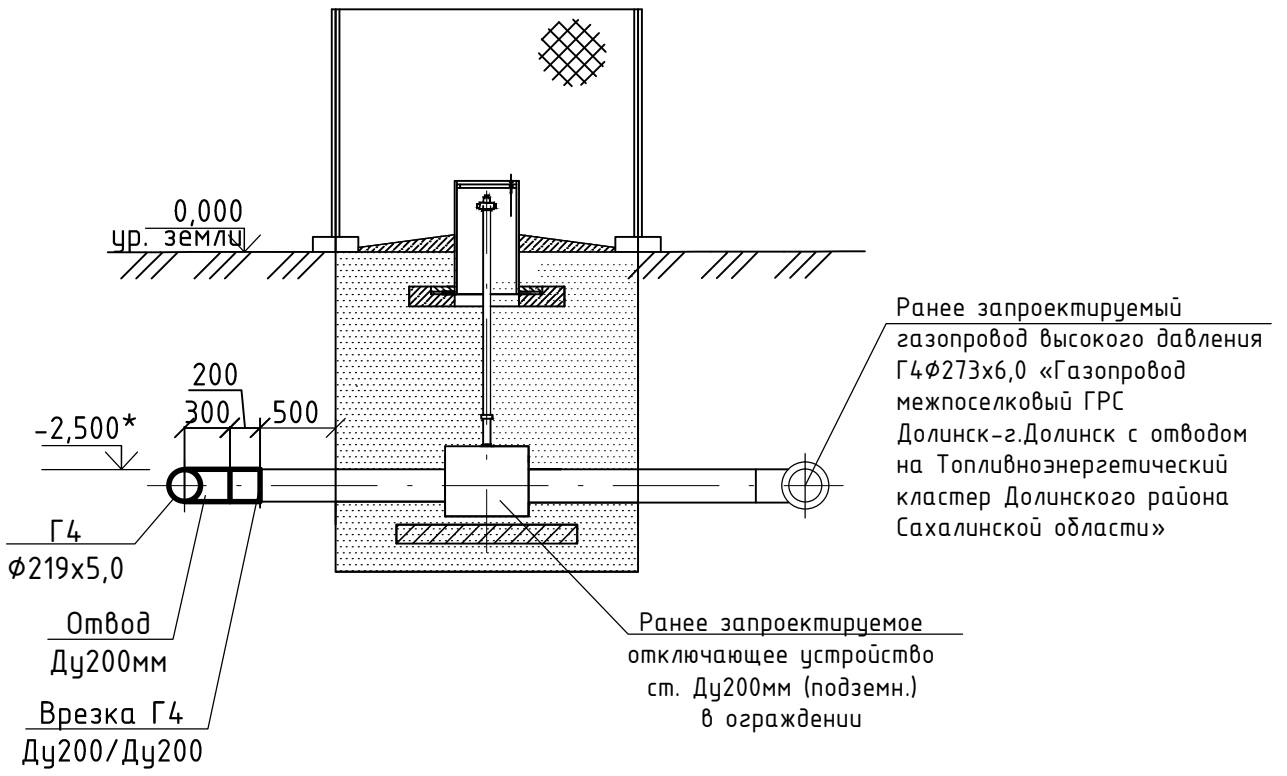
Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.вч	Лист	№док	Подпись	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1- ТКР	Лист
									35

1

План М1:50




Разрез 1 - 1 М1:50

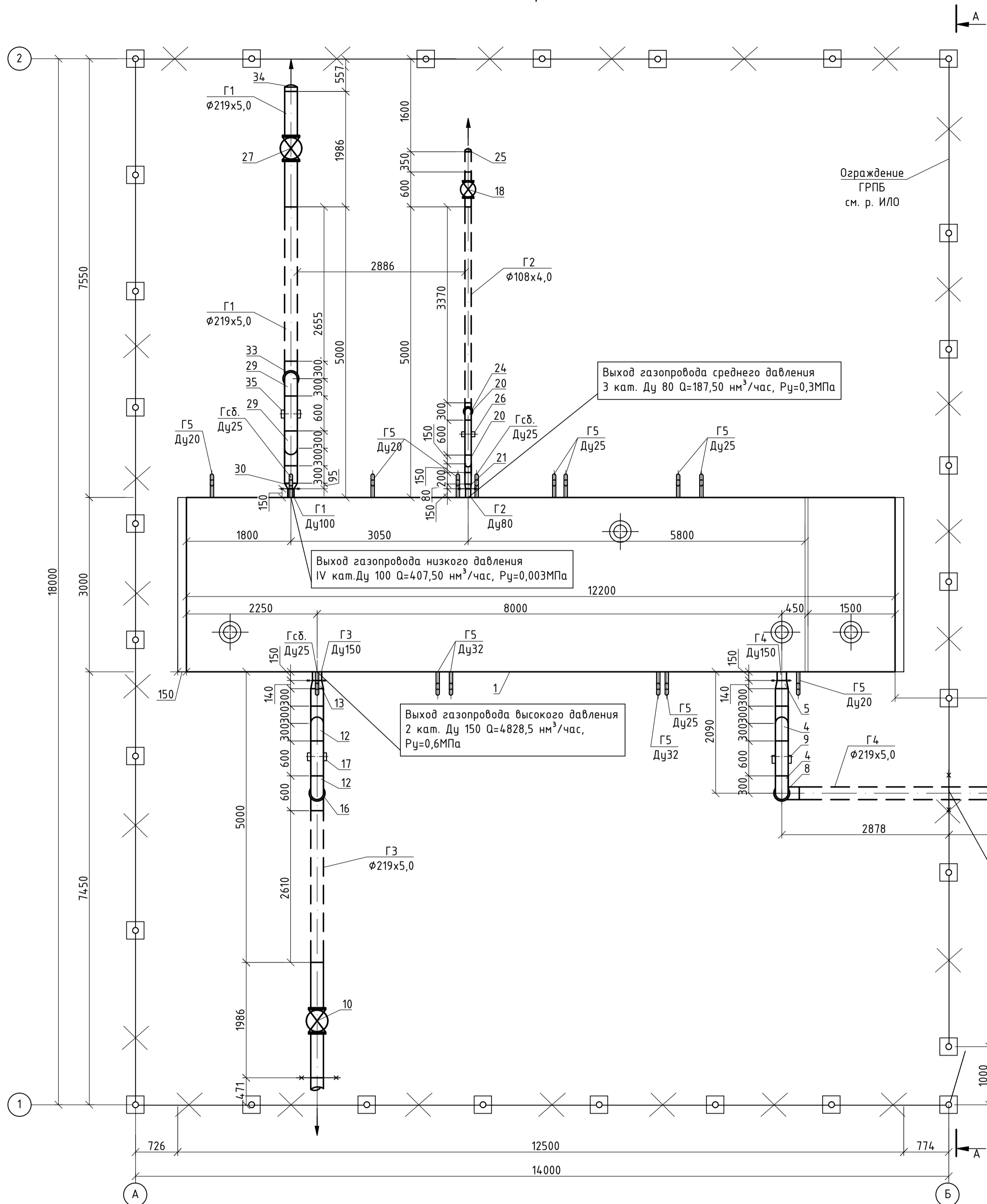


Согласовано

Взам. инв. №

Инв. № подл. Подпись и дата

					2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР				
					«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Углезаводск Долинского района Сахалинской области»				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Карадобры		<i>В. Кар</i>	02.16	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Грачева		<i>В. Грач</i>	02.16		П	2	
Н. контр.		Грачева		<i>В. Грач</i>	02.16	Узел 1. Врезка проектируемого газопровода.	 ЗАО "ЛОРЕС"		



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
24		Труба 159x4,5 ГОСТ 10704-91 Фитляр L=1,2м	1	20,58	шт
25	ГОСТ 17379-01	Заглушка П108x4,0-09Г2С	1	0,7	шт
26	см. раздел ИЛО	Крепление газопровода Ду100 на отдельно стоящей опоре(H=+2,200м)	1	-	шт
27	"БИВАЛ", компания АДЛ	Кран шаровой стальной для подземной установки с изоляцией весьма усиленного типа, полнопроходной КШГ 35.150.25/С Ду200 со штоком Н=2,0м, со стая редуктором Q1500-М-К130 сварка/сварка	1	-	шт
28	ООО "ВЕКТОР-Р"	Соединение изолирующее стальное проходное СИ-200с, PN1,6	1	36,6	шт
29	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 219x4,5 в.у/антискор	1/3	13,0	шт
30	ГОСТ 17378-2001	Переход К 219x6,0-108x4,0	1	2,90	шт
31		Труба 219x5,0 ГОСТ 10704-91 антискор локоть	3,10	26,39	м
32		Труба 219x5,0 ГОСТ 10704-91 "Весьма усиленная"	4,30	26,39	м
33		Труба 273x6,0 ГОСТ 10704-91 Фитляр	1	47,41	шт
34	ГОСТ 17379-01	Заглушка П219x8,0-09Г2С	1	4,60	шт
35	см. раздел ИЛО	Крепление газопровода Ду200 на отдельно стоящей опоре(H=+2,200м)	1	-	шт

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Газопровод Г4 высокого давления P=1,2 МПа			
	ООО "Торговый дом"	Плунт газорезультаторный блочный ЭС-ПГБ-139/56/2-139/54/2-122/63/2-У1	1	-	шт
	"ЭльтонСпецгаз" г.Саратов	СГ-ЭКВз-Т-1,0-1000/1,6 (1:30) СГ-ЭКВз-Р-0,75-250/1,6 (1:100)			
		с ДПД с основной и резервной линиями редуцирования, с регуляторами давления газа: тип 139 Ду65, тип 135 Ду65 тип 139 Ду25, тип 135 Ду25 тип 122-ВУ/У/М Ду50 с ПЗК с газовым обод. Рвых=1,2 МПа; Рвых=0,6 МПа, Q=4828,5 м³/ч; Рвых=0,3 МПа, Q=187,50 м³/ч; Рвых=0,003 МПа, Q=407,50 м³/ч			
2	см. л. ТКР-7	Кран шаровой стальной подземной установки Ду 200 в ограждении	1	-	шт
3	ООО "ВЕКТОР-Р"	Соединение изолирующее стальное проходное СИ-200с, PN1,6	1	36,6	шт
4	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 219x5,0 в.у/антискор	1/3	13,0	шт
5	ГОСТ 17378-2001	Переход К 219x6,0-159x4,50	1	4,40	шт
6		Труба 219x5,0 ГОСТ 10704-91 антискор локоть	2,70	26,39	м
7		Труба 219x5,0 ГОСТ 10704-91 "Весьма усиленная"	4,50	26,39	м
8		Труба 273x6,0 ГОСТ 10704-91 Фитляр	1	47,41	шт
9	см. раздел ИЛО	Крепление газопровода Ду200 на отдельно стоящей опоре(H=+2,200м)	1	-	шт
		Газопровод Г3 высокого давления P=0,6 МПа			
10	"БИВАЛ", компания АДЛ	Кран шаровой стальной для подземной установки с изоляцией весьма усиленного типа, полнопроходной КШГ 35.200.25/С Ду200 со штоком Н=2,0м, со стая редуктором Q 2000-М-К130 сварка/сварка	1	-	шт
11	ООО "ВЕКТОР-Р"	Соединение изолирующее стальное проходное СИ-200с, PN1,6	1	36,6	шт
12	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 219x5,0 в.у/антискор	1/3	13,0	шт
13	ГОСТ 17378-2001	Переход К 219x6,0-159x4,50	1	4,40	шт
14		Труба 219x5,0 ГОСТ 10704-91 антискор локоть	2,80	26,39	м
15		Труба 219x5,0 ГОСТ 10704-91 "Весьма усиленная"	4,20	26,39	м
16		Труба 273x6,0 ГОСТ 10704-91 Фитляр	1	47,41	шт
17	см. раздел ИЛО	Крепление газопровода Ду200 на отдельно стоящей опоре(H=+2,200м)	1	-	шт
		Газопровод Г2 среднего давления P=0,3 МПа			
18	"БИВАЛ", компания АДЛ	Кран шаровой стальной для подземной установки с изоляцией весьма усиленного типа, полнопроходной КШГ 35.100.25/С Ду100 со штоком Н=2,0м, сварка/сварка	1	-	шт
19	ООО "ВЕКТОР-Р"	Соединение изолирующее стальное проходное СИ-100с, PN1,6	1	8,10	шт
20	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 108x4,0 в.у/антискор	1/3	2,50	шт
21	ГОСТ 17378-2001	Переход К 108x4,0-89x3,50	1	0,90	шт
22		Труба 108x4,0 ГОСТ 10704-91 антискор локоть	3,70	10,26	м
23		Труба 108x4,0 ГОСТ 10704-91 "Весьма усиленная"	5,10	10,26	м

ПК0+31,0-Кран шаровой Ду200мм подземной установки в ограждении см.ТКР-7. Узел б.

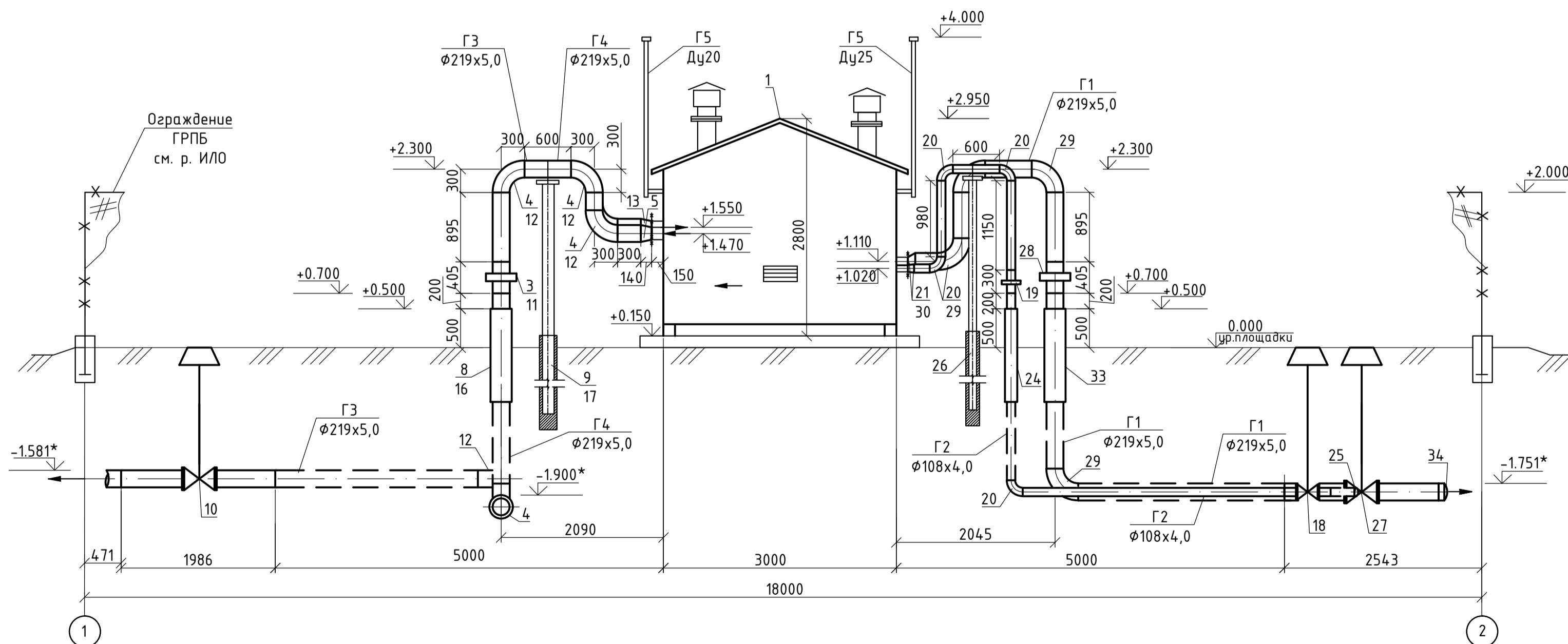
Ввод газопровода высокого давления 1 кат. Ду150 Q=5423,5 м³/час, Pу=1,15-1,2МПа

Выход газопровода высокого давления 2 кат. Ду 150 Q=4828,5 м³/час, Pу=0,6МПа

Выход газопровода низкого давления IV кат. Ду 100 Q=407,50 м³/час, Pу=0,003МПа

Выход газопровода среднего давления 3 кат. Ду 80 Q=187,50 м³/час, Pу=0,3МПа

Разрез А-А М 1:50

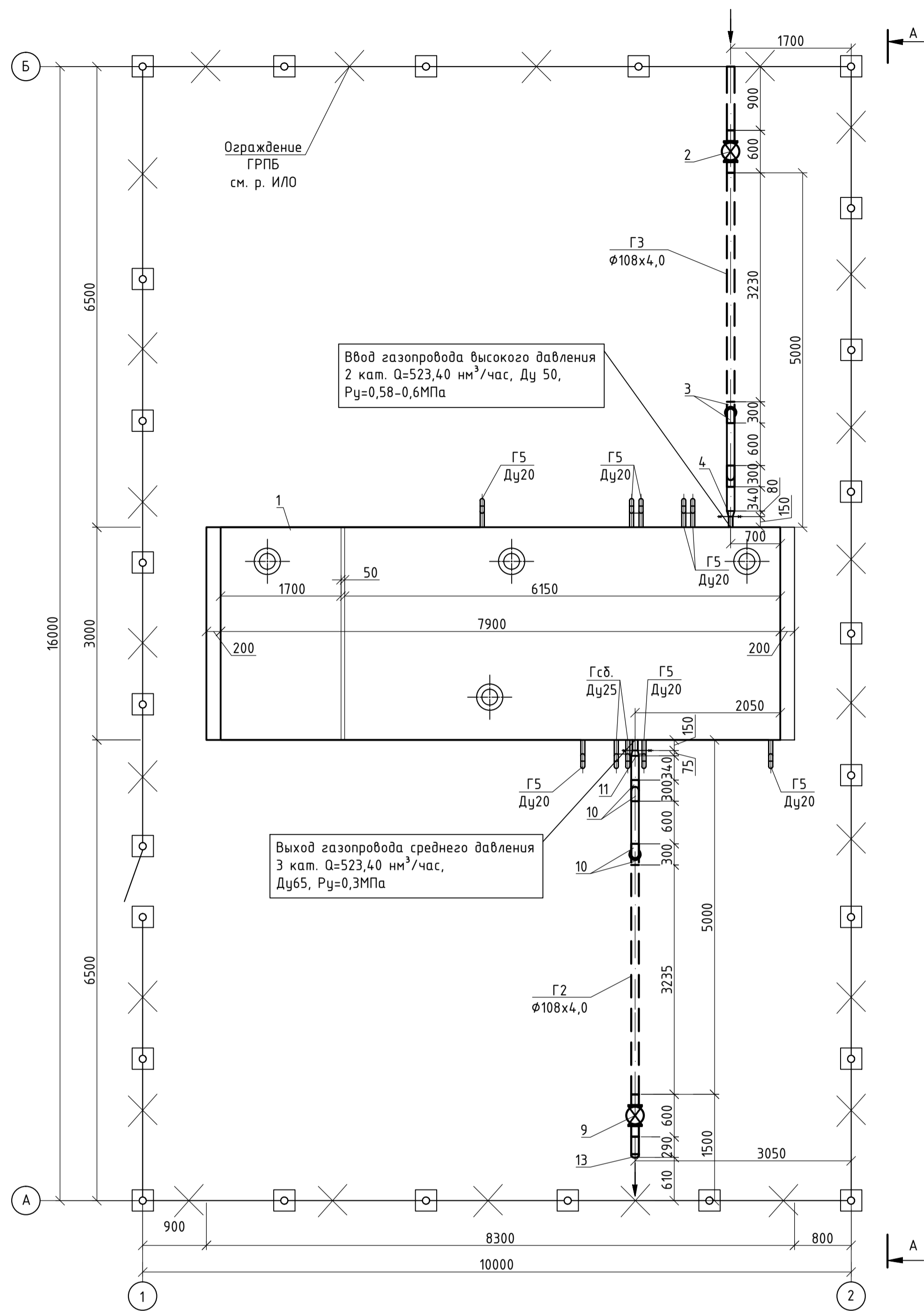


Наименование	Расход газа, м³/ч	Входное давление газа МПа	Выходное давление газа, МПа	Пропускная способность, м³/ч	Загрузка регулятора, %	Верхний предел срабатывания клапана, МПа	Примечание
Регулятор тип 139,135 регулятор монитор	4828,5 (max) 482,85 (min)	1,15-1,2	0,6	8500-9500	50,83	-	-
Предохранительный сбросной клапан	-	-	-	-	-	0,69	15% от Рвых.
Измерительный комплекс СГ-ЭКВз-Т-1,0-1000/1,6	4828,5 (max) 482,85 (min)	-	-	7000,0 (max) 233,33 (min)	-	-	1:30
Регулятор тип 139,135 регулятор монитор	594,9 (max) 59,49 (min)	1,15-1,2	0,3	1300-1400	42,49	-	-
Предохранительный сбросной клапан	-	-	-	-	-	0,345	15% от Рвых.
Измерительный комплекс СГ-ЭКВз-Р-0,75-250/1,6	594,9 (max) 59,49 (min)	-	-	1000,0 (max) 10,0 (min)	-	-	1:100
Регулятор тип 122-BV V/N с ПЗК	407,50 (max) 40,75 (min)	0,3	0,003	620,0	65,73	-	-
Предохранительный сбросной клапан	-	-	-	-	-	0,00345	15% от Рвых.
Предохранительный запорный клапан ПЗК	-	-	-	-	-	0,00375	25% от Рвых.

1. Продувочные и сбросные газопроводы входят в комплект поставки ГРПБ. Монтаж производить по месту.

Изм. Кол. ч/л		Лист № док	Подп.	Дата	2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР		
«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Углезадовск Долгинского района Сахалинской области»					Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Кардашова	Гр	В	02.16	Технологические и конструктивные решения линейного объекта.	П	3
Проверил	Грачева	В	В	02.16	Искусственные сооружения.		
Н. контр.	Грачева	В	В	02.16	Узел 2. План М1:50. Разрез А-А. Спецификация ГРПБ с.Покровка		

План М1:50
ГРПБ с. Сосновка



Ввод газопровода высокого давления
2 кат. Q=523,40 м³/час, Ду 50,
Pвх=0,58-0,6 МПа

Выход газопровода среднего давления
3 кат. Q=523,40 м³/час,
Ду 65, Pвх=0,3 МПа

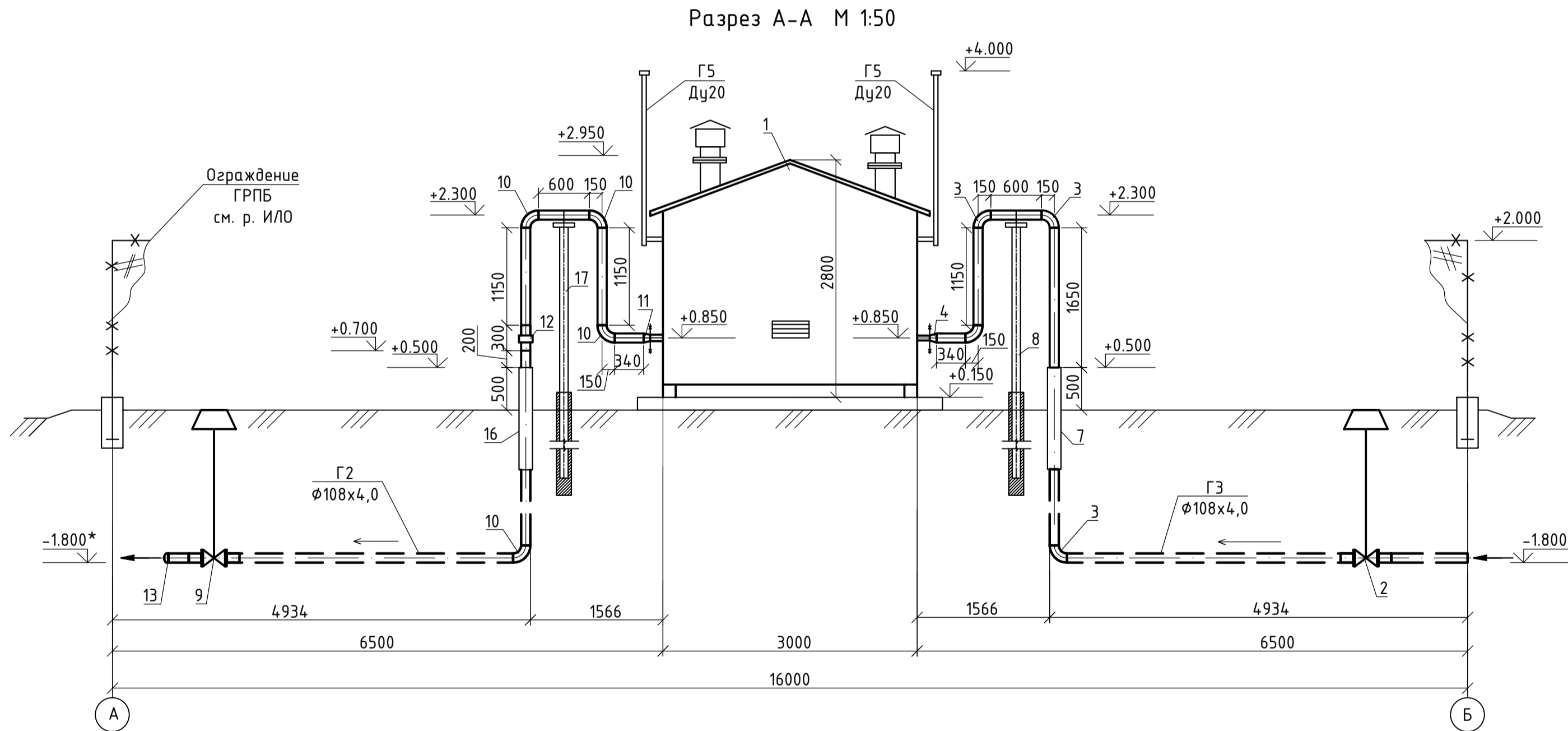


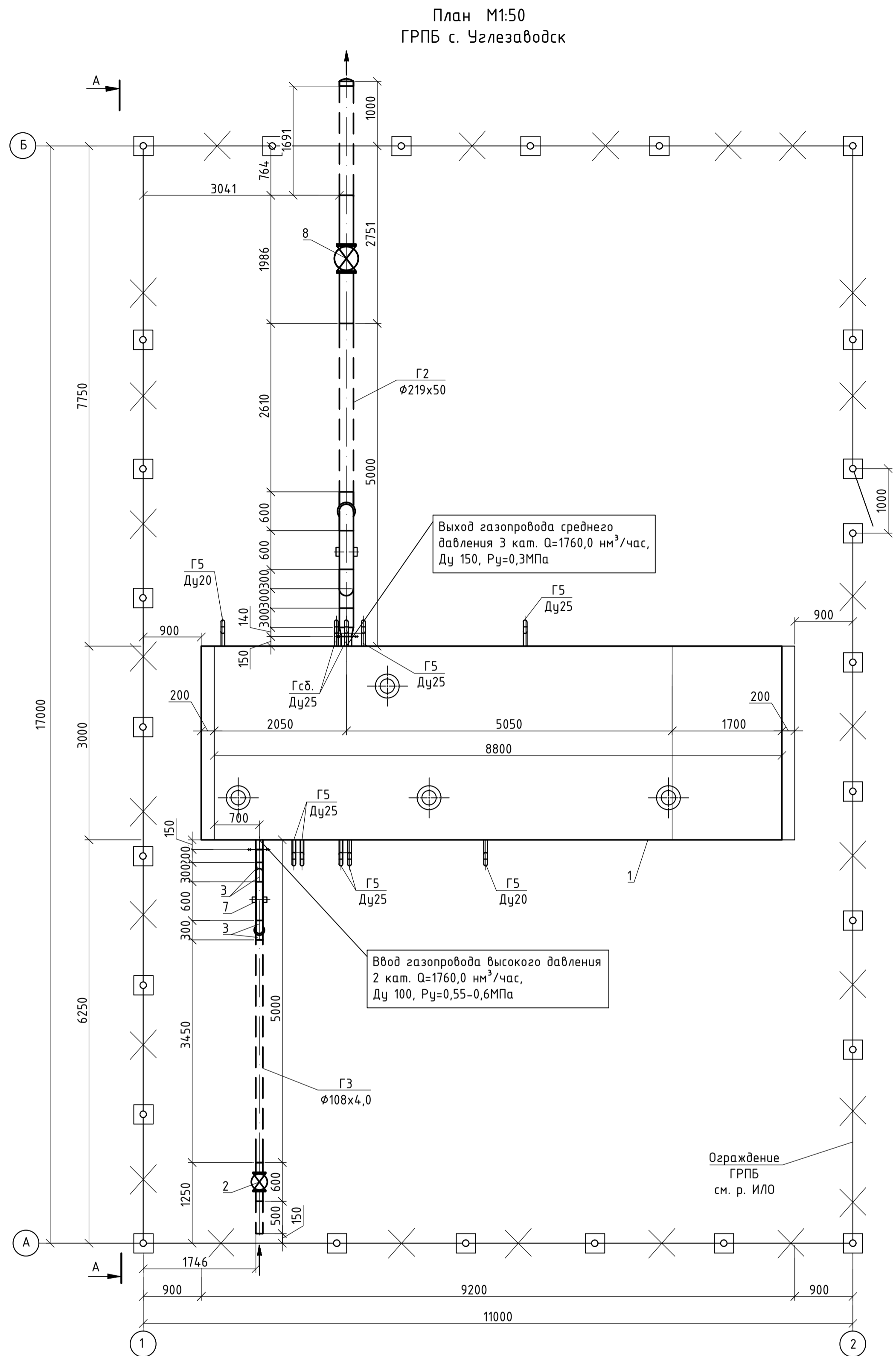
ТАБЛИЦА НАСТРОЙКИ ЭС-ПГБ-139/54/2-У1 (с.Сосновка)

Наименование	Расход газа, м³/ч	Входное давление газа МПа	Выходное давление газа, МПа	Пропускная способность, м³/ч	Загрузка регулятора, %	Верхний предел срабатывания клапана, МПа	Примечание
Регулятор тип 135,139 регулятор монитор	523,40 (max) 52,34 (min)	0,58-0,6	0,3	1500,0-2000,0	26,17	—	—
Предохранительный сбросной клапан	—	—	—	—	—	0,345	15% от Pвх.
Измерительный комплекс СГ-ЭКВз-Р-0,75-160/1,6	523,40 (max) 52,34 (min)	—	—	1088,0 (max) 36,27 (min)	—	—	1:30

СПЕЦИФИКАЦИЯ						
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание	
1	ООО "Торговый дом" "ЭльтонСпецгаз" г.Саратов	Газопровод ГЗ высокого давления P≤0,6 МПа	1	—	—	
		Линия газорегуляторный блокный ЭС-ПГБ-139/54/2-У1 СГ-ЭКВз-Р-0,75-160/1,6 (1:30) с ДПД с основной и резервной линиями регулирования, с регуляторами давления газа: тип 135 Ду40, тип 139 Ду40 с газовым обог. Pвх ≤0,6 МПа, Pвых ≤ 0,3 МПа, Q=523,4 м³/ч	1	—	шт	
2	"БИВАЛ", компания АДЛ	Кран шаровой стальной для подземной установки с изоляцией весьма усиленного типа, полнопроходной КШГ.35.100.25.С/С Ду100 со штоком H=2,0м, сварка/сварка	1	—	шт	
3	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 108x4,0 в.у/анткор	1/3	2,50	шт	
4	ГОСТ 17378-2001	Переход К 108x4,0-57x3,5-09Г2С	1	1,0	шт	
5		Труба 108x4,0 ГОСТ 10704-91 анткор	4,0	10,26	м	
6		Труба 108x4,0 ГОСТ 10704-91 весьма	6,0	10,26	м	
7		Труба 159x4,5 ГОСТ 10704-91 Фитляр	1	20,58	шт	
8	см. раздел ИЛО	Крепление газопровода Ду100 на отдельно стоящей опоре(H=2,200м)	1	—	шт	
		Газопровод Г2 среднего давления P≤0,3 МПа				
9	"БИВАЛ", компания АДЛ	Кран шаровой стальной для подземной установки с изоляцией весьма усиленного типа, полнопроходной КШГ.35.100.25.С/С Ду100 со штоком H=2,0м, сварка/сварка	1	—	шт	
10	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 108x4,0 в.у/анткор	1/3	2,50	шт	
11	ГОСТ 17378-2001	Переход К 108x4,0-76x3,5-09Г2С	1	1,0	шт	
12	ООО "ВЕКТОР-Р"	Соединение изолирующее стальное проходное СИ-100С, РН1,6	1	8,10	шт	
13	ГОСТ 17379-01	Заглушка П108x4,0-09Г2С	1	0,7	шт	
14		Труба 108x4,0 ГОСТ 10704-91 анткор	4,0	10,26	м	
15		Труба 108x4,0 ГОСТ 10704-91 весьма	6,0	10,26	м	
16		Труба 159x4,5 ГОСТ 10704-91 Фитляр	1	20,58	шт	
17	см. раздел ИЛО	Крепление газопровода Ду100 на отдельно стоящей опоре(H=2,200м)	1	—	шт	

1. Продувочные и сбросные газопроводы входят в комплект поставки ГРПБ. Монтаж производить по месту.

			2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР		
«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Углезадовск Долинского района Сахалинской области»					
Изм.	Кол. чл.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.	Кардабор	02.16			
Проверил	Грачева	02.16			
Н. контр.	Грачева	02.16			
			Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист
			Узел 3. План М1:50. Разрез А-А. Спецификация ГРПБ с.Сосновка	П	4
			ЗАО "ЛОРЕС"		

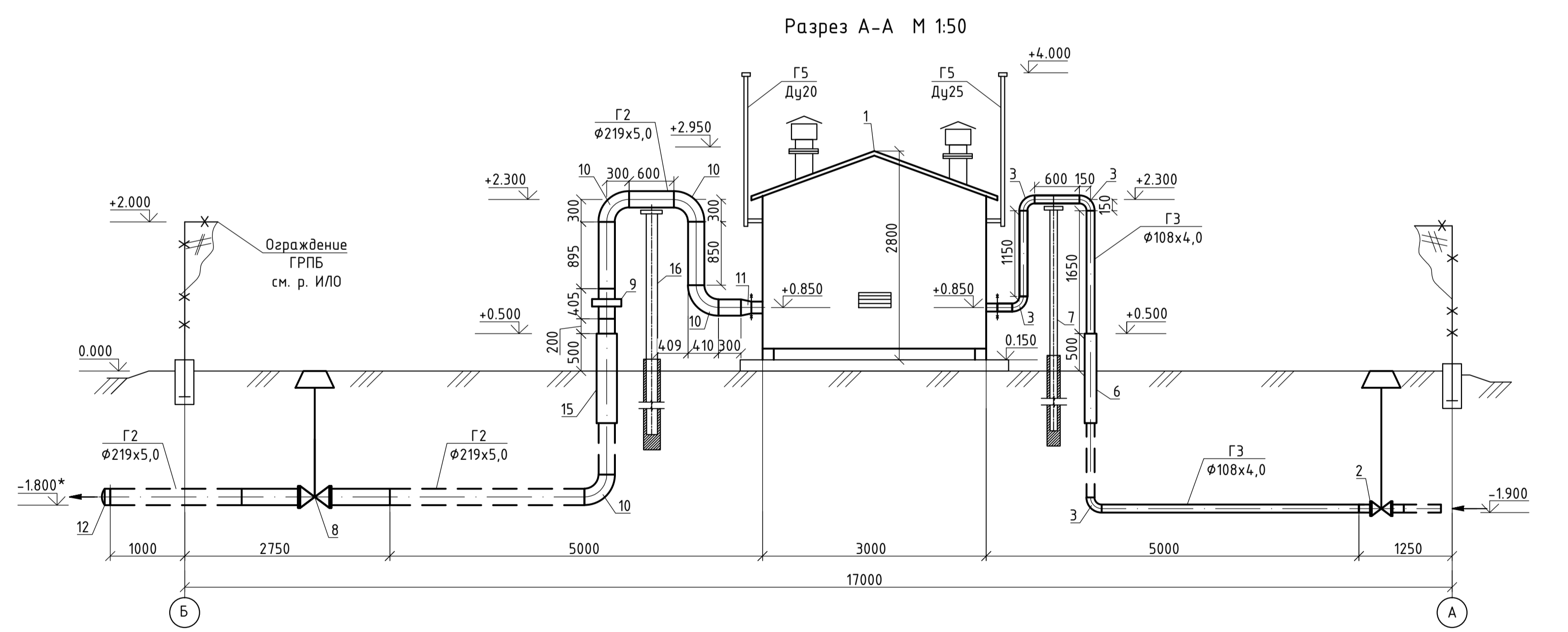


План М1:50
ГРПБ с. Углезаводск

Выход газопровода среднего давления 3 кат. Q=1760,0 м³/час, Ду 150, Р_у=0,3 МПа

Ввод газопровода высокого давления 2 кат. Q=1760,0 м³/час, Ду 100, Р_у=0,55-0,6 МПа

СПЕЦИФИКАЦИЯ					
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ООО "Торговый дом" "ЭльтонСпецгаз" г.Саратов	Газопровод ГЗ высокого давления Р=0,6 МПа	1	-	шт
		Пункт газорегуляторный блочный ЭС-ПГБ-139/56/2-У1 СГ-ЭКВз-Т-0,75-400/1,6 (1:20) с ДПД с основной и резервной линиями регулирования, с регуляторами давления газа: тип 135 Ду65, тип 139 Ду65 с газовым обогр. РВх ≤ 0,6 МПа, РВых ≤ 0,3 МПа, Q=1760,0 м³/ч	1	-	шт
2	"БИВАЛ", компания АДЛ	Кран шаровой стальной для подземной установки с изоляцией	1	-	шт
		Кран шаровой стальной для подземной установки с изоляцией	1	-	шт
3	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 108x4,0 в.у/анкикор	1/3	2,50	шт
4		Труба 108x4,0 ГОСТ 10704-91 антикор	4,10	10,26	м
5		Труба 108x4,0 ГОСТ 10704-91 "Весьма"	6,0	10,26	м
6		Труба 159x4,5 ГОСТ 10704-91 Фитинг	1	20,58	шт
7	см. раздел ИЛО	Крепление газопровода Ду100 на отдельно стоящей опоре (Н=+2,200м)	1	-	шт
8	"БИВАЛ", компания АДЛ	Кран шаровой стальной для подземной установки с изоляцией	1	-	шт
		Кран шаровой стальной для подземной установки с изоляцией	1	-	шт
9	ООО "ВЕКТОР-Р"	Соединение изолирующее стальное проходное СИ-200С, РН1,6	1	36,6	шт
10	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 219x6,0 в.у/анкикор	1/3	13,0	шт
11	ГОСТ 17378-2001	Переход К 219x6,0-159x4,50	1	4,40	шт
12	ГОСТ 17379-01	Заглушка П219x8,0-09Г2С	1	4,60	шт
13		Труба 219x5,0 ГОСТ 10704-91 антикор	3,40	26,39	м
14		Труба 219x5,0 ГОСТ 10704-91 "Весьма"	6,10	26,39	м
15		Труба 273x6,0 ГОСТ 10704-91 Фитинг	1	47,41	шт
16	см. раздел ИЛО	Крепление газопровода Ду200 на отдельно стоящей опоре (Н=+2,200м)	1	-	шт



Разрез А-А М 1:50

ТАБЛИЦА НАСТРОЙКИ ЭС-ПГБ-139/56/2-У1 (с.Углезаводск)

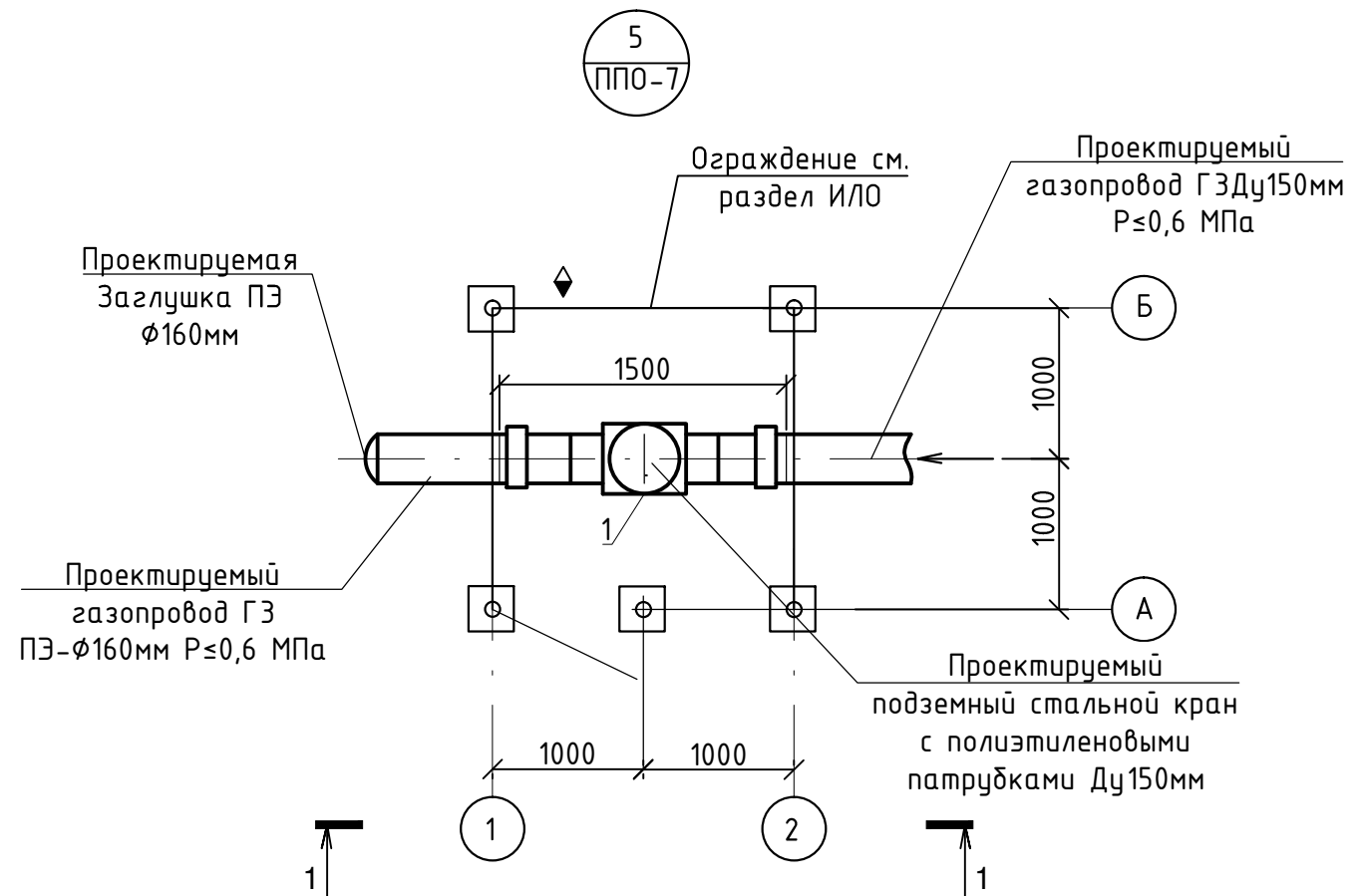
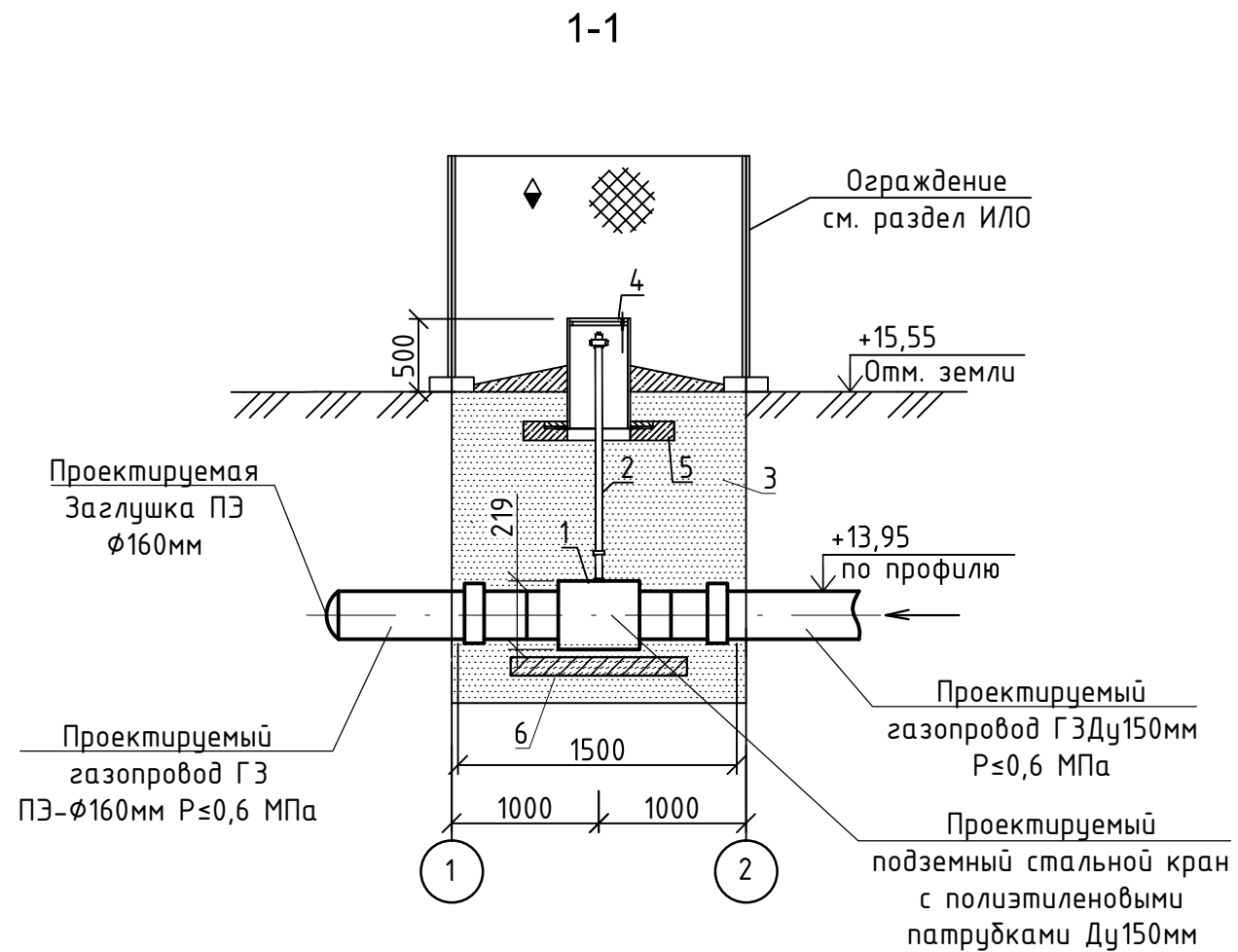
Наименование	Расход газа, м³/ч	Входное давление газа МПа	Выходное давление газа, МПа	Пропускная способность, м³/ч	Загрузка регулятора, %	Верхний предел срабатывания клапана, МПа	Примечание
Регулятор тип 135,139 регулятор монитор	1760,0 (max) 176,0 (min)	0,55-0,6	0,3	4000,0-4700,0	37,45	—	—
Предохранительный сбросной клапан	—	—	—	—	—	0,345	15% от Р _{Вых.}
Измерительный комплект СГ-ЭКВз-Т-0,75-400/1,6	1760,0 (max) 176,0 (min)	—	—	2560-2800,0 (max) 140,0 (min)	—	—	1:20

1. Продувочные и сбросные газопроводы входят в комплект поставки ГРПБ. Монтаж производить по месту.

2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР					
«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Углезаводск Долинского района Сахалинской области»					
Изм.	Кол. ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Кардобор	02.16			
Проверил	Грачева	02.16			
Н. контр.	Грачева	02.16			
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.				Стадия	Лист
Узел 4. План М1:50. Разрез А-А. Спецификация ГРПБ с.Углезаводск				П	5
				ЗАО "ЛОРЕС"	

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Газопровод ГЗ высокого давления P=0,6 МПа			
1	"БИВАЛ", компания АДЛ	Кран шаровой стальной для подземной установки с изоляцией весьма усиленного типа, полнопроходной КШГ.45/55.150.16.С/С Ду150	1		шт
2	"БИВАЛ", компания АДЛ	Стационарный редуктор Q 1500-M-K130 со штоком H=2,5м	1		шт
3	ГОСТ 8736-93*	Песок для строительных работ	3,7		м ³
4	см. р. ИЛО.КР	Ковер	1		шт
5	см. р. ИЛО.КР	Подушка под ковер	1		шт
6	см. р. ИЛО.КР	Подушка под кран	1		шт



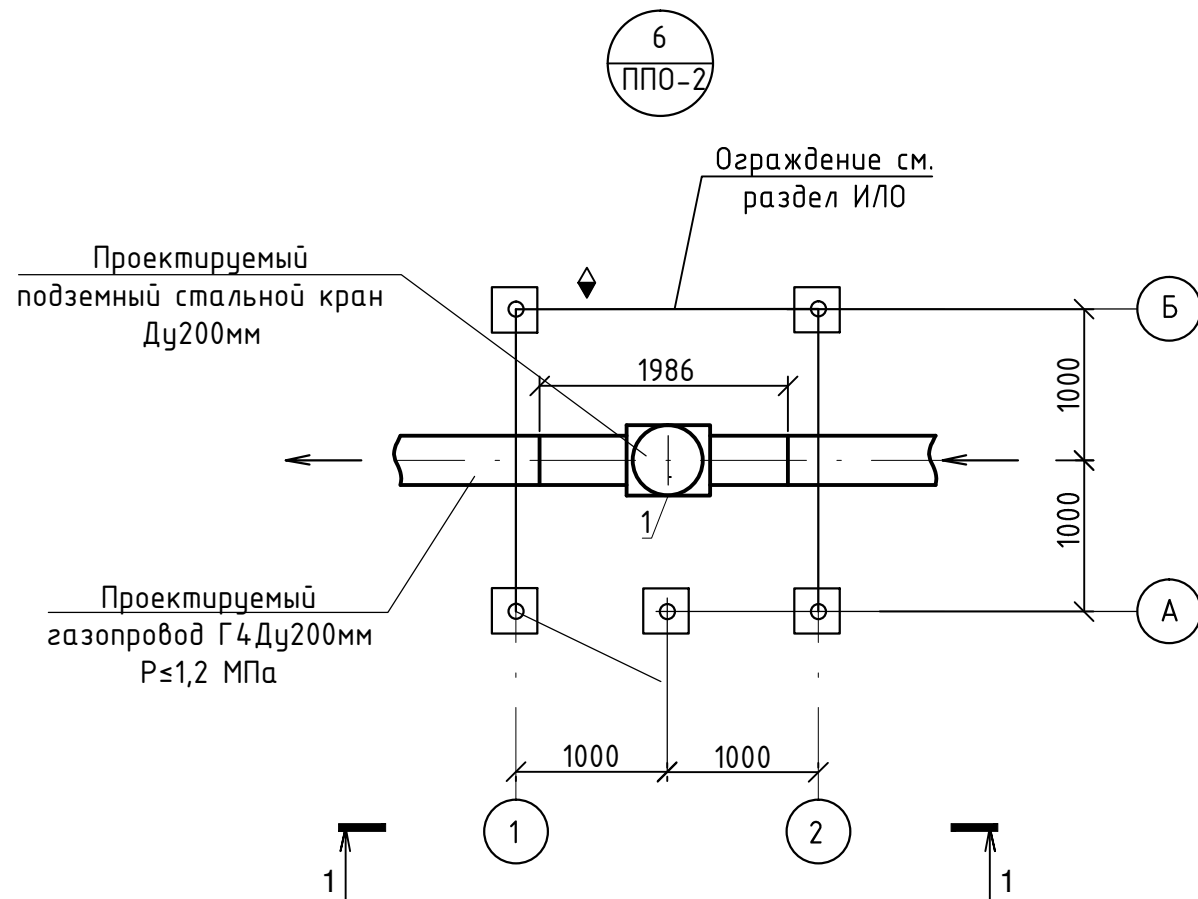
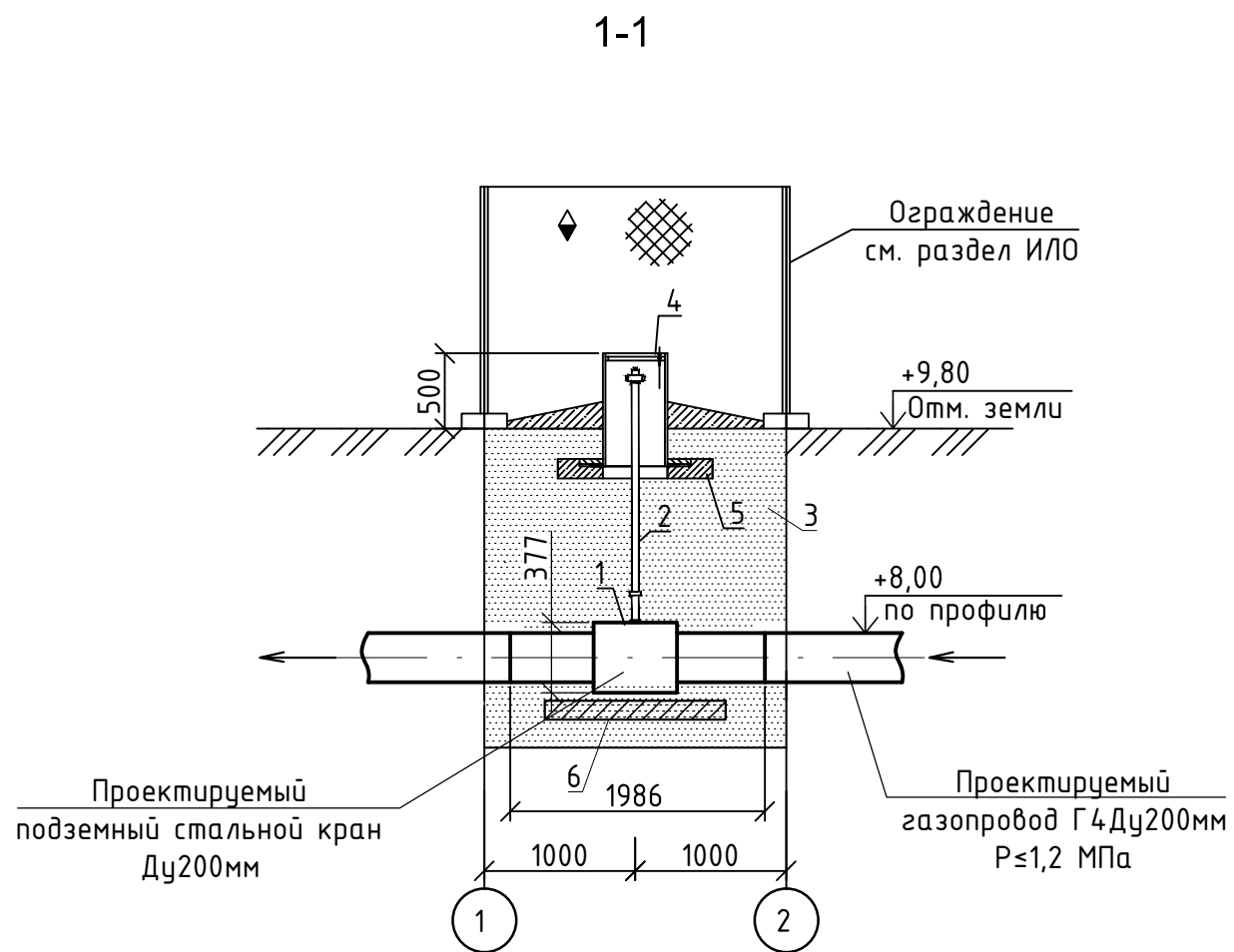
1. Установка отключающего устройства по трассе.
2. Арматура, изделия и материалы данной спецификации включены в сборник спецификации основного оборудования и материалов марки ССО.
3. Устройство отмостки у коверов, ограждения, подшка под кран см. раздел ИЛО.
4. Спецификация дана на один кран, количество кранов - 1 шт.

Инв.№ подл. Подп. и дата. Взам. инв.№

2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР						
«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Узлезавадск Долинского района Сахалинской области»						
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Карачевый	1/6			02.16	
Проверил	Грачева	2/6			02.16	
Н. контр.	Грачева	3/6			02.16	
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.				Стадия	Лист	Листов
Узел 5. Установка подземного крана Ду 150мм в ограждении.				П	6	
					ЗАО "ЛОРЕС"	

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Газопровод Г4 высокого давления P=1,2 МПа			
1	"БИВАЛ", компания АДЛ	Кран шаровой стальной для подземной установки с изоляцией весьма усиленного типа, полнопроходной КШГ.35.200.25.С/С Ду200	1		шт
2	"БИВАЛ", компания АДЛ	Стационарный редуктор Q 2000-M-K130 со штоком H=2,0м	1		шт
3	ГОСТ 8736-93*	Песок для строительных работ	3,9		м ³
4	см. р. ИЛО.КР	Ковер	1		шт
5	см. р. ИЛО.КР	Подушка под ковер	1		шт
6	см. р. ИЛО.КР	Подушка под кран	1		шт

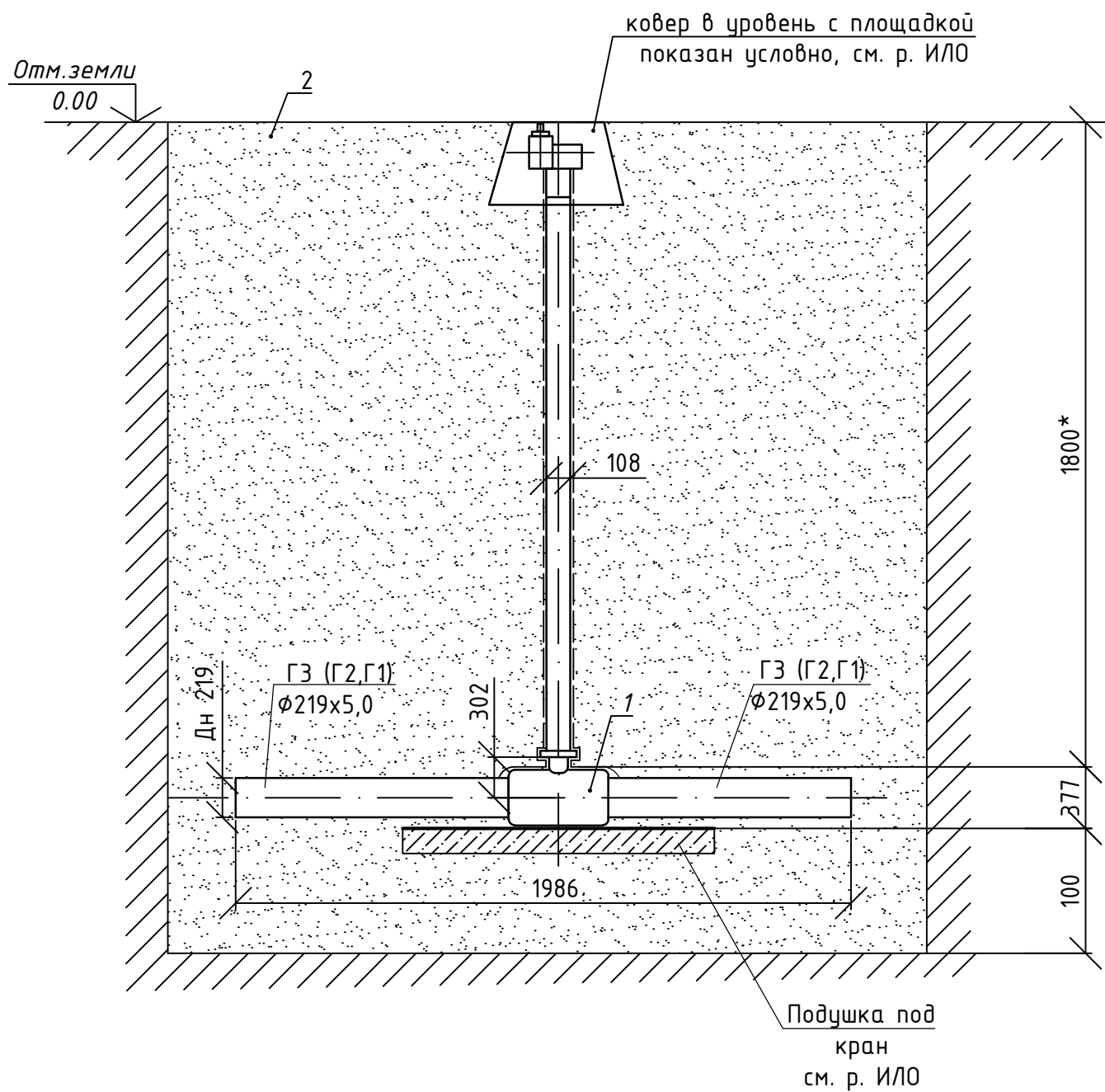


1. Установка отключающего устройства по трассе.
2. Арматура, изделия и материалы данной спецификации включены в сборник спецификации основного оборудования и материалов марки ССО.
3. Устройство отмостки у коверов, ограждения, подшка под кран см. раздел ИЛО.
4. Спецификация дана на один кран, количество кранов-1 шт.

Инв.№ подл. Подп. и дата. Взам. инв.№

2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР						
«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с.Углезаводск Долинского района Сахалинской области»						
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Карadóбрь	1/1		02.16		
Проверил	Грачева	В.Грач		02.16		
Н. контр.	Грачева	В.Грач		02.16		
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.				Стадия	Лист	Листов
Узел 6. Установка подземного крана Ду 200мм в ограждении.				П	7	
					ЗАО "ЛОРЕС"	

Подземная установка стального крана Ду200мм
в ограждении ГРПБ



СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	"БИВАЛ", компания АДЛ	Кран шаровой стальной для подземной установки с изоляцией весьма усиленного типа, проходной КШГ.35.200.25.С/С Ду200 со штоком Н=2,0м, сварка/сварка со стационарным редуктором Q 2000-М-К130	1		шт
2	ГОСТ 8736-93*	Песок для строительных работ	2,0		м ³


- * - размер уточнить по месту.
- Шаровый кран засыпать песком на всю глубину траншеи с послойным трамбованием через 10см.
- Шток со стационарным редуктором вывести под ковер.
- Установка крана в обвязке ГРПБ - 3шт.
- Спецификация дана на один кран.
- Строительные конструкции для крана см. р. ИЛО.КР.

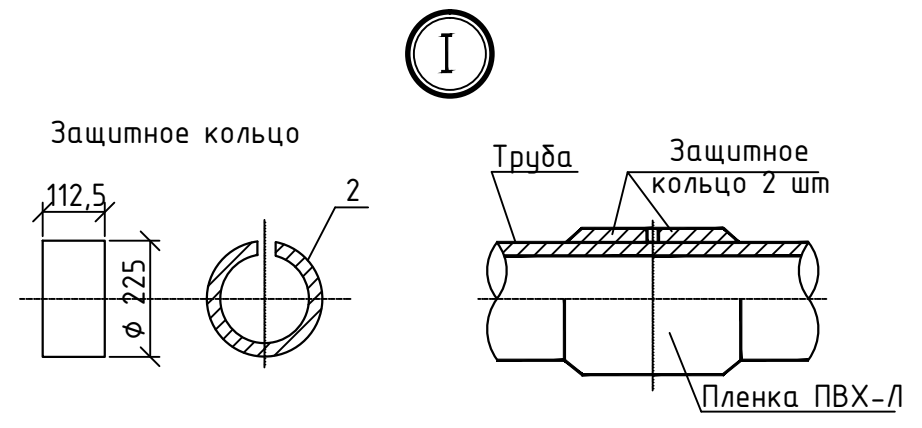
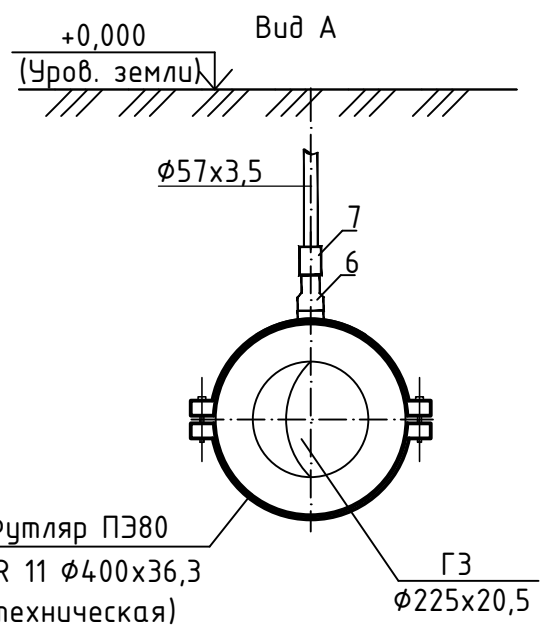
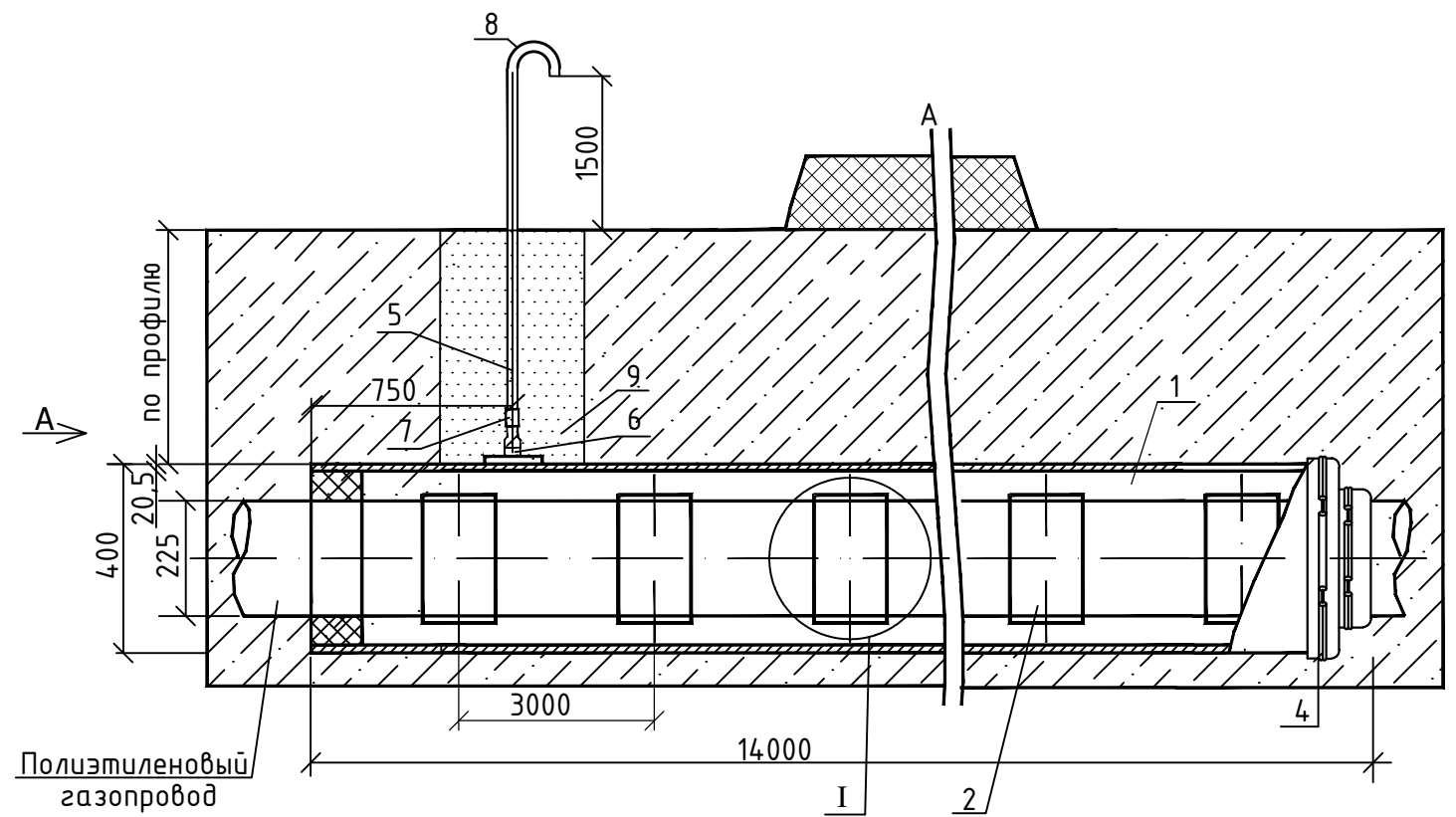
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР						
«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Углезаводск Долинского района Сахалинской области»						
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Кардабры	1/1			02.16	
Проверил	Грачева	В.Грач			02.16	
Н. контр.	Грачева	В.Грач			02.16	
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.				Стадия	Лист	Листов
				П	9	
Подземная установка стального крана Ду200мм				 ЗАО "ЛОПЕС"		




СПЕЦИФИКАЦИЯ

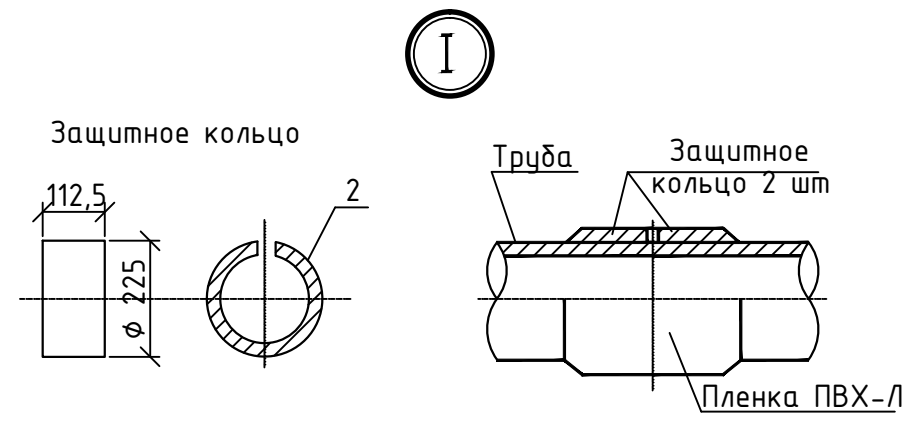
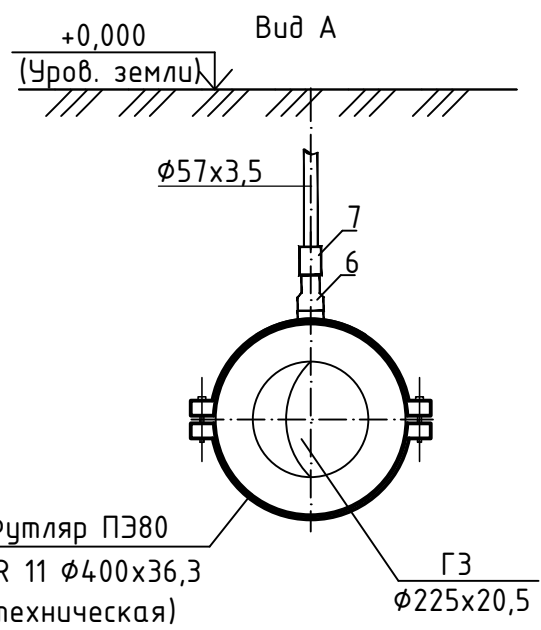
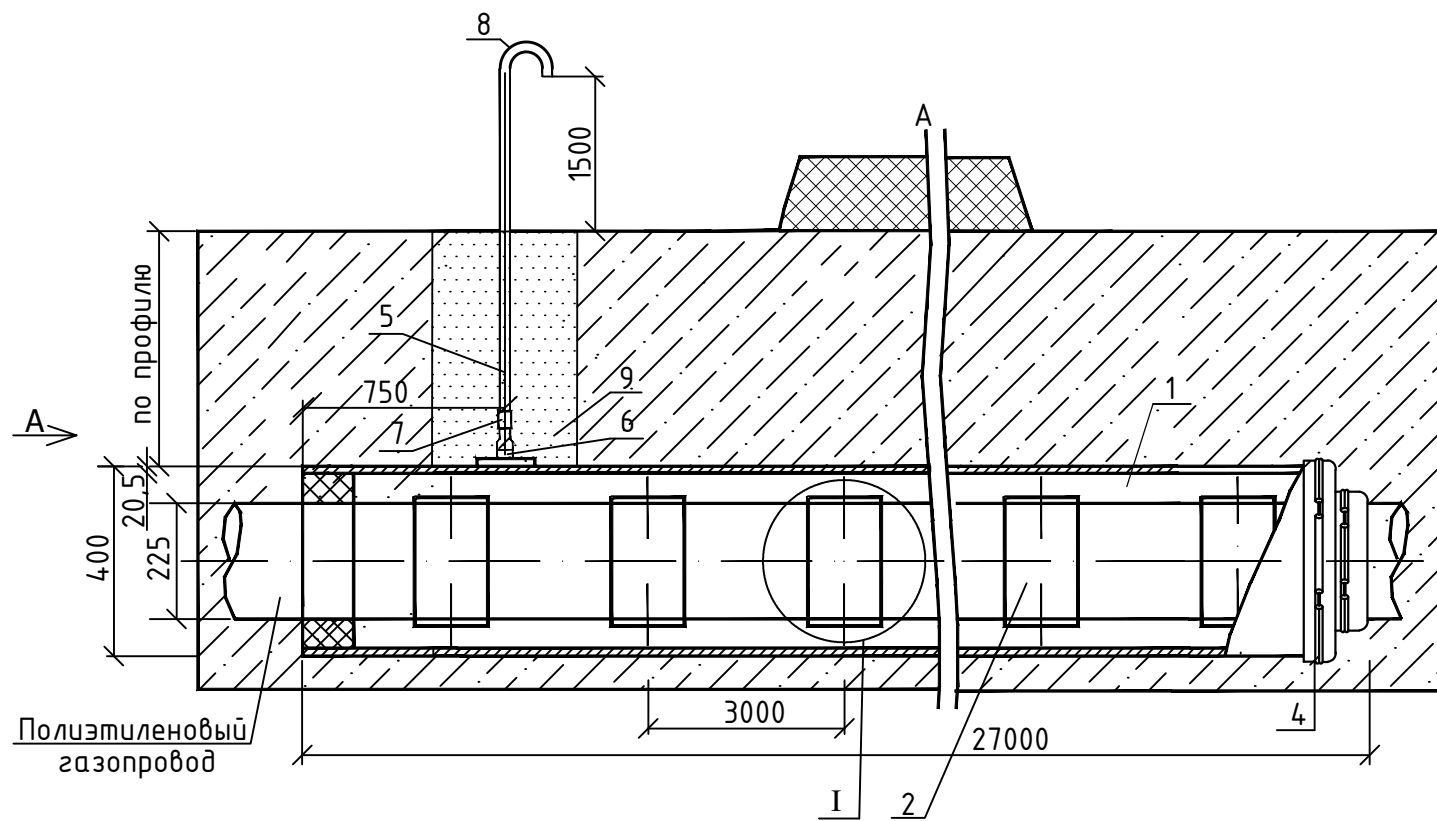
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кз	Примеч.
		Футляр:	1		
1	ГОСТ 18599-2001	Труба ПЭ80 SDR11 400x36,3 техническая	14,0	42,3	м
		Защитное кольцо:	9	1,485	шт
2	ГОСТ Р 50838-2009	Труба ПЭ80 SDR11 225x20,5	1,01	13,20	м
3	ГОСТ 9.602-2005	Пленка ПВХ-Л	6,35	-	пм
		Заделка футляра:			
4	ТУ 2531-002-53597015-01	Манжета конусная резиновая ПМТД-П- 225x400 ПМТД	2	-	шт
		Трубка контрольная:	1	-	шт
5		Труба 57x3,5 ГОСТ 10704-91 В-СтЗсп ГОСТ 10705-80	3,80 1,5	4,62	в.у. м антискор.
6	"FRIATEC" Германия	Патрубок-накладка типа Top-Loading ПЭ100 SDR11 400x63	1	0,68	шт
7	"FRIATEC" Германия	Переходник ПЭ100 SDR11 ГАЗ 63/50 с ЗН	1	2,72	шт
8	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 57x3,5 антискор	2	0,6	шт
9	ГОСТ 8736-93*	Песок природный для строительных работ	3,80	-	м³

Примечание:

- Для предохранения полиэтиленовой трубы от повреждения при протаскивании в футляре предусмотреть защитные кольца из полиэтиленовой трубы. Защитное кольцо изготовить из трубы диаметром, равным диаметру рабочей трубы.
- Соединение полиэтиленовых труб футляра производить встык, нагретым инструментом.

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

2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР					
«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Углезадовск Долинского района Сахалинской области»					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Карadóбрь			<i>Иванов</i>	02.16
Проверил	Грачева			<i>В. Грачев</i>	02.16
Н. контр.	Грачева			<i>В. Грачев</i>	02.16
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.				Стадия	Лист
				П	10
Установка футляра на пересечении через канаву открытым способом (ПК0+31,0-ПК0+45,0)				 ЗАО "ЛОРЕС"	




СПЕЦИФИКАЦИЯ

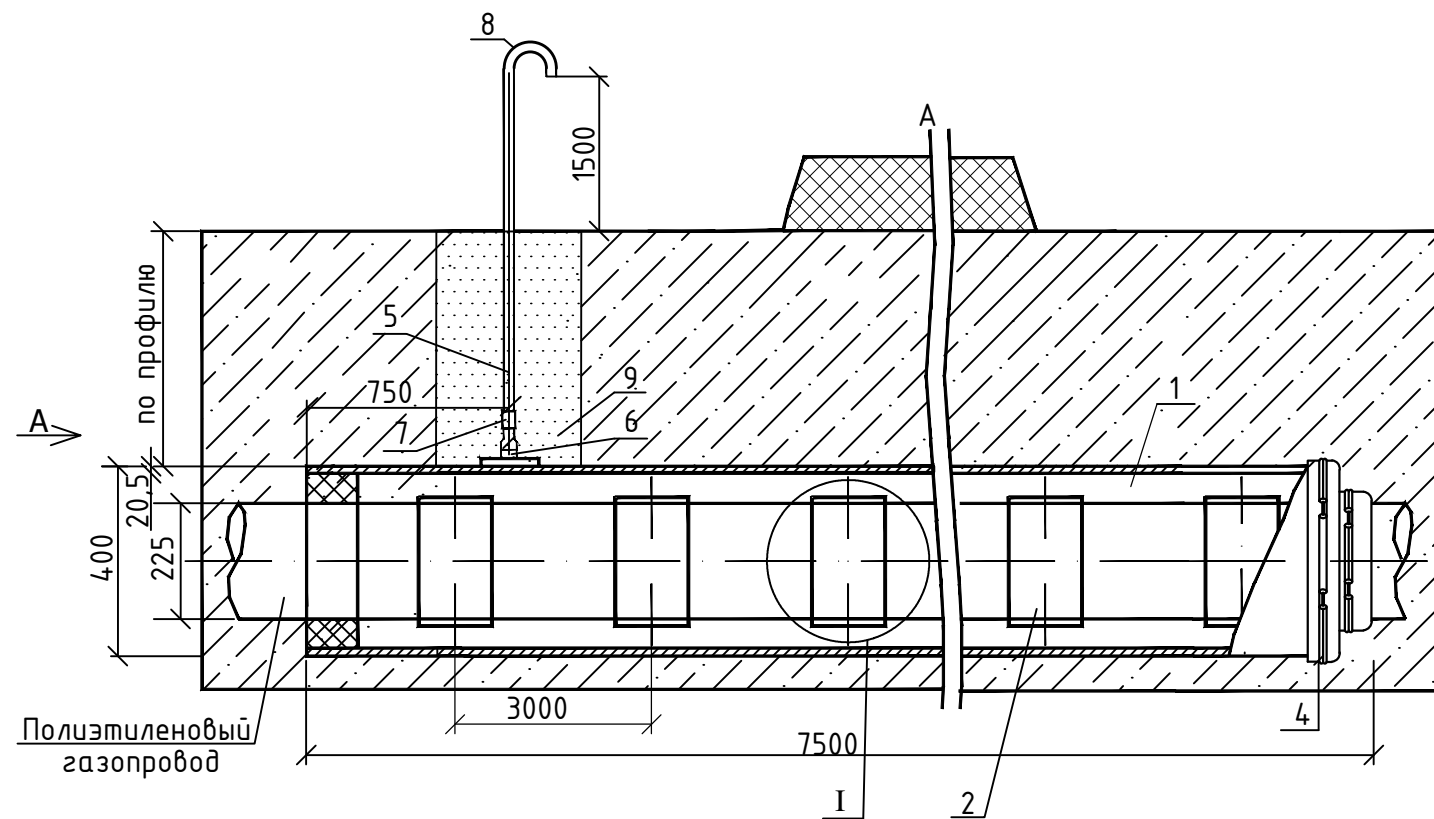
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кз	Примеч.
		Футляр:	1		
1	ГОСТ 18599-2001	Труба ПЭ80 SDR11 400x36,3 техническая	27,0	42,3	м
		Защитное кольцо:	18	1,485	шт
2	ГОСТ Р 50838-2009	Труба ПЭ80 SDR11 225x20,5	2,03	13,20	м
3	ГОСТ 9.602-2005	Пленка ПВХ-Л	12,72	-	пм
		Заделка футляра:			
4	ТУ 2531-002-53597015-01	Манжета конусная резиновая ПМТД-П- 225x400 ПМТД	2	-	шт
		Трубка контрольная:	1	-	шт
5		Труба 57x3,5 ГОСТ 10704-91 В-СтЗсп ГОСТ 10705-80	3,5 1,5	4,62	в.у. м антискор.
6	"FRIATEC" Германия	Патрубок-накладка типа Top-Loading ПЭ100 SDR11 400x63	1	0,68	шт
7	"FRIATEC" Германия	Переходник ПЭ100 SDR11 ГАЗ 63/50 с ЗН	1	2,72	шт
8	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 57x3,5 антискор	2	0,6	шт
9	ГОСТ 8736-93*	Песок природный для строительных работ	3,70	-	м³

Примечание:

- Для предохранения полиэтиленовой трубы от повреждения при протаскивании в футляре предусмотреть защитные кольца из полиэтиленовой трубы. Защитное кольцо изготовить из трубы диаметром, равным диаметру рабочей трубы.
- Соединение полиэтиленовых труб футляра производить встык, нагретым инструментом.

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

					2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР				
					«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Углезадовск Долинского района Сахалинской области»				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Карadóбрь			<i>Иванов</i>	02.16		П	11	
Проверил	Грачева			<i>Грачева</i>	02.16				
Н. контр.	Грачева			<i>Грачева</i>	02.16	Установка футляра на пересечении а/дороги методом ННБ ул. Карьерная (ПК10+31,5-ПК10+58,5)	 ЗАО "ЛОРЕС"		

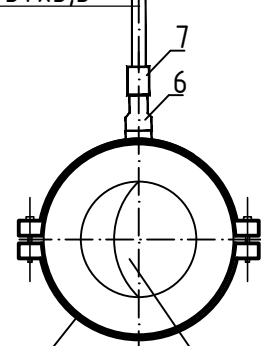


Полиэтиленовый
газопровод

+0,000
(Уров. земли)

Вид А

Ø57x3,5

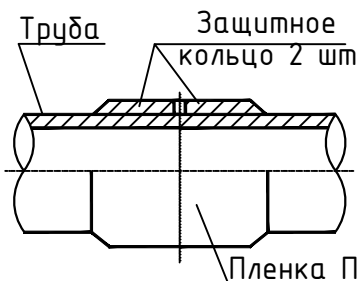
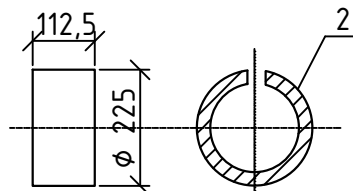


Футляр ПЭ80
SDR 11 Ø400x36,3
(техническая)

ГЗ
Ø225x20,5



Защитное кольцо



СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг	Примеч.
		Футляр:	1		
1	ГОСТ 18599-2001	Труба ПЭ80 SDR11 400x36,3 техническая	7,50	42,3	м
		Защитное кольцо:	5	1,485	шт
2	ГОСТ Р 50838-2009	Труба ПЭ80 SDR11 225x20,5	0,45	13,20	м
3	ГОСТ 9.602-2005	Пленка ПВХ-Л	2,83	-	пм
		Заделка футляра:			
4	ТУ 2531-002-53597015-01	Манжета конусная резиновая ПМТД-П- 225x400 ПМТД	2	-	шт
		Трубка контрольная:	1	-	шт
5		Труба 57x3,5 ГОСТ 10704-91 В-СтЗсп ГОСТ 10705-80	2,0 1,5	4,62	шт в.у. антискор.
6	"FRIATEC" Германия	Патрубок-накладка типа Top-Loading ПЭ100 SDR11 400x63	1	0,68	шт
7	"FRIATEC" Германия	Переходник ПЭ100 SDR11 ГАЗ 63/50 с ЗН	1	2,72	шт
8	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 57x3,5 антискор	2	0,6	шт
9	ГОСТ 8736-93*	Песок природный для строительных работ	2,0	-	м³

Примечание:

- Для предохранения полиэтиленовой трубы от повреждения при протаскивании в футляре предусмотреть защитные кольца из полиэтиленовой трубы. Защитное кольцо изготовить из трубы диаметром, равным диаметру рабочей трубы.
- Соединение полиэтиленовых труб футляра производить встык, нагретым инструментом.


Инв. № подл.

Подпись и дата

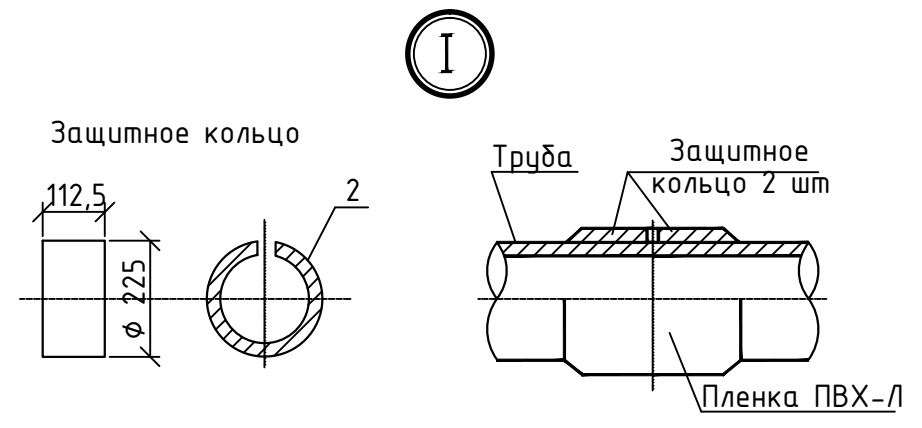
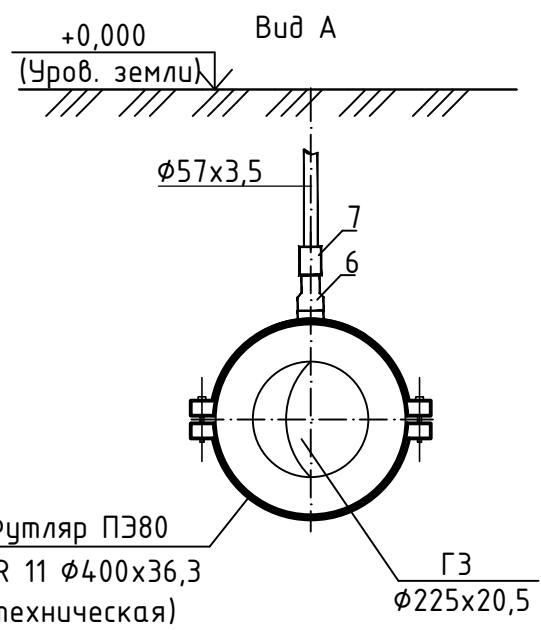
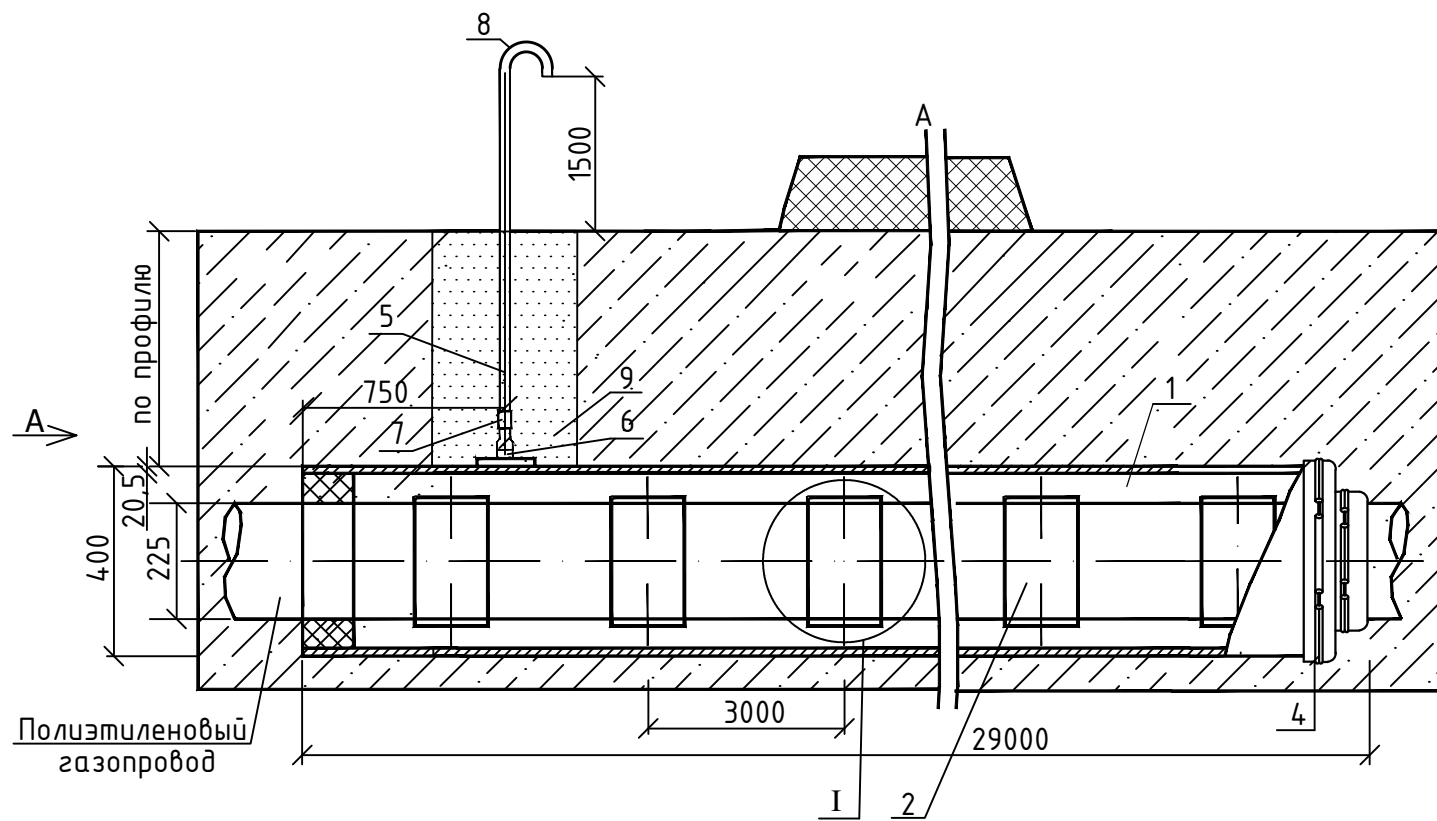
Взам. инв. №

2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР

«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Углезадовск Долинского района Сахалинской области»

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист	Листов
							П	12	
Разраб.		Карадобры		<i>Карадобры</i>	02.16	Установка футляра на пересечении через съезд а/дороги открытым способом (ПК14+7,30-ПК14+14,80)		3	12
Проверил		Грачева		<i>Грачева</i>	02.16				
Н. контр.		Грачева		<i>Грачева</i>	02.16				

ЗАО "ЛОРЕС"




СПЕЦИФИКАЦИЯ

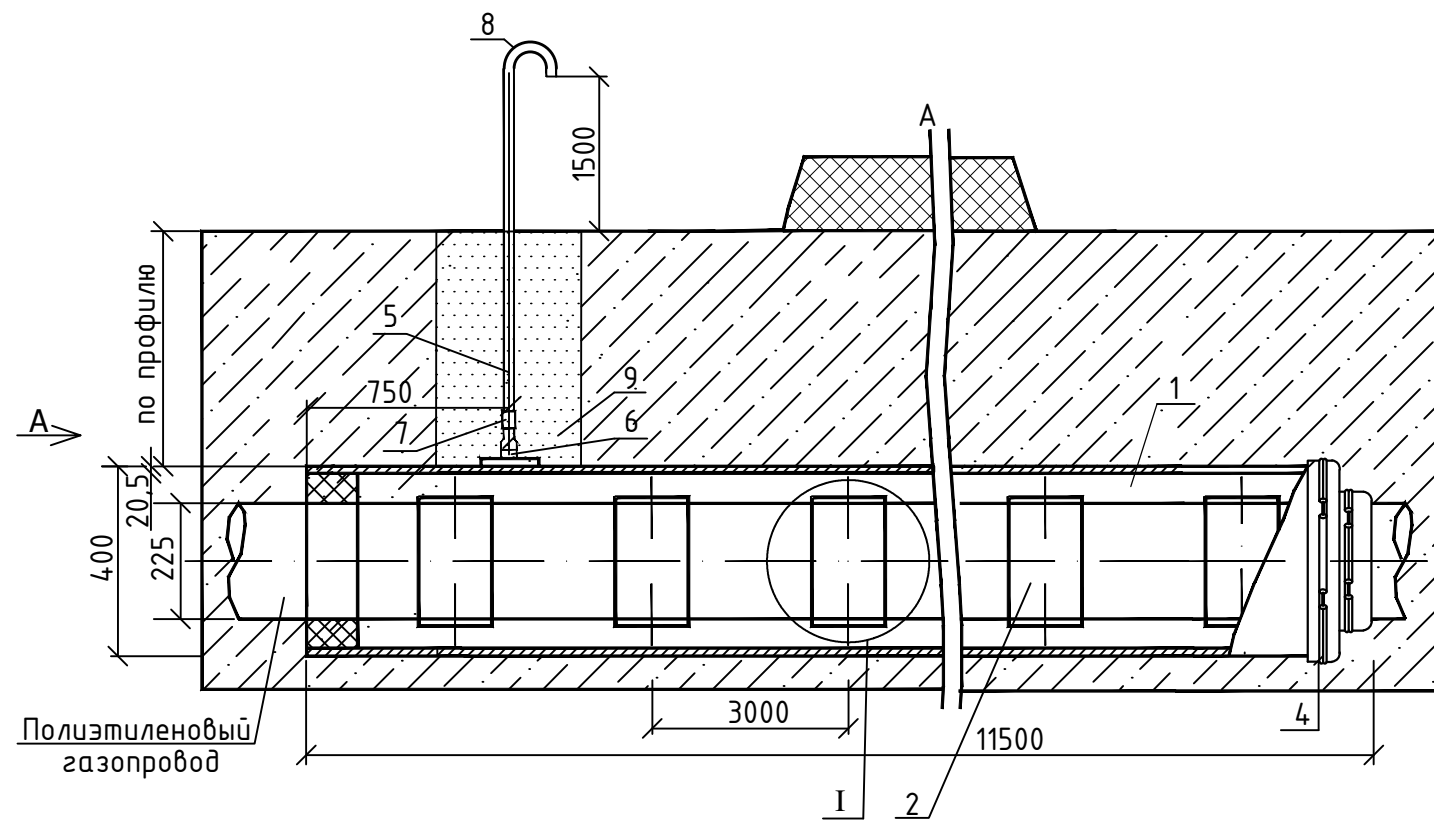
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кз	Примеч.
		Футляр:	1		
1	ГОСТ 18599-2001	Труба ПЭ80 SDR11 400x36,3 техническая	29	42,3	м
		Защитное кольцо:	19	1,485	шт
2	ГОСТ Р 50838-2009	Труба ПЭ80 SDR11 225x20,5	2,14	13,20	м
3	ГОСТ 9.602-2005	Пленка ПВХ-Л	13,42	-	пм
		Заделка футляра:			
4	ТУ 2531-002-53597015-01	Манжета конусная резиновая ПМТД-П- 225x400 ПМТД	2	-	шт
		Трубка контрольная:	1	-	шт
5		Труба 57x3,5 ГОСТ 10704-91 В-СтЗсп ГОСТ 10705-80	2,0 / 1,5	4,62	в.у. антикор. м
6	"FRIATEC" Германия	Патрубок-накладка типа Top-Loading ПЭ100 SDR11 400x63	1	0,68	шт
7	"FRIATEC" Германия	Переходник ПЭ100 SDR11 ГАЗ 63/50 с ЗН	1	2,72	шт
8	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 57x3,5 антикор	2	0,6	шт
9	ГОСТ 8736-93*	Песок природный для строительных работ	2,0	-	м³

Примечание:

- Для предохранения полиэтиленовой трубы от повреждения при протаскивании в футляре предусмотреть защитные кольца из полиэтиленовой трубы. Защитное кольцо изготовить из трубы диаметром, равным диаметру рабочей трубы.
- Соединение полиэтиленовых труб футляра производить встык, нагретым инструментом.

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

2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР					
«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Углезаводск Долинского района Сахалинской области»					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Карadóбрь				02.16
Проверил	Грачева				02.16
Н. контр.	Грачева				02.16
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.				Стадия	Лист
Установка футляра на пересечении через съезд а/дороги открытым способом (ПК15+57,40-ПК15+86,40)				П	13
				Листов	
				 ЗАО "ЛОРЕС"	

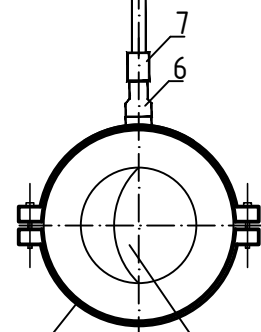


Полиэтиленовый
газопровод

+0,000
(Уров. земли)

Вид А

Ø57x3,5

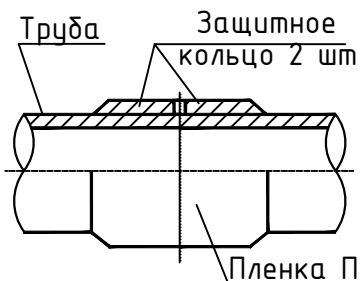
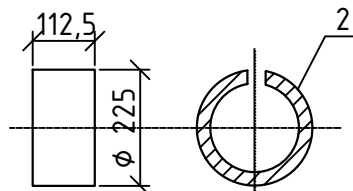


Футляр ПЭ80
SDR 11 Ø400x36,3
(техническая)

ГЗ
Ø225x20,5



Защитное кольцо



Пленка ПВХ-Л

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг	Примеч.
		Футляр:	1		
1	ГОСТ 18599-2001	Труба ПЭ80 SDR11 400x36,3 техническая	11,50	42,3	м
		Защитное кольцо:	8	1,485	шт
2	ГОСТ Р 50838-2009	Труба ПЭ80 SDR11 225x20,5	0,9	13,20	м
3	ГОСТ 9.602-2005	Пленка ПВХ-Л	5,65	-	пм
		Заделка футляра:			
4	ТУ 2531-002-53597015-01	Манжета конусная резиновая ПМТД-П- 225x400 ПМТД	2	-	шт
		Трубка контрольная:	1	-	шт
5		Труба 57x3,5 ГОСТ 10704-91 В-СтЗсп ГОСТ 10705-80	2,5 1,5	4,62	в.у. антискор. м
6	"FRIATEC" Германия	Патрубок-накладка типа Top-Loading ПЭ100 SDR11 400x63	1	0,68	шт
7	"FRIATEC" Германия	Переходник ПЭ100 SDR11 ГАЗ 63/50 с ЗН	1	2,72	шт
8	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 57x3,5 антискор	2	0,6	шт
9	ГОСТ 8736-93*	Песок природный для строительных работ	2,0	-	м³

Примечание:

- Для предохранения полиэтиленовой трубы от повреждения при протаскивании в футляре предусмотреть защитные кольца из полиэтиленовой трубы. Защитное кольцо изготовить из трубы диаметром, равным диаметру рабочей трубы.
- Соединение полиэтиленовых труб футляра производить встык, нагретым инструментом.

Инв. № подл.

Подпись и дата

Взам. инв. №

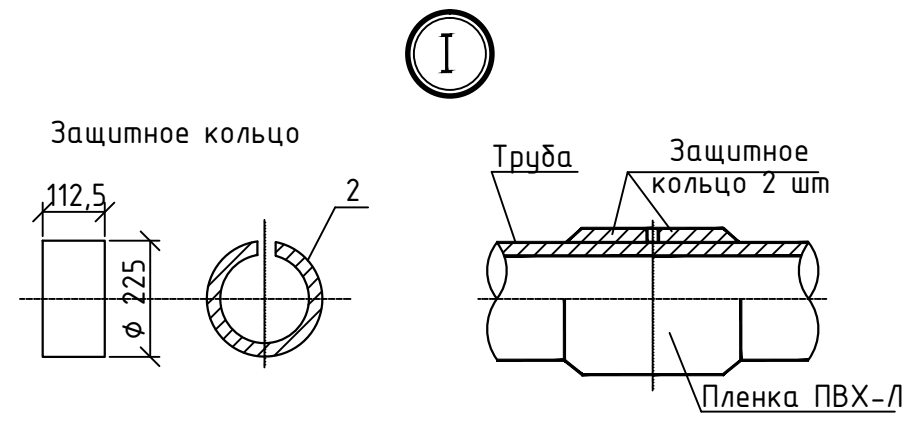
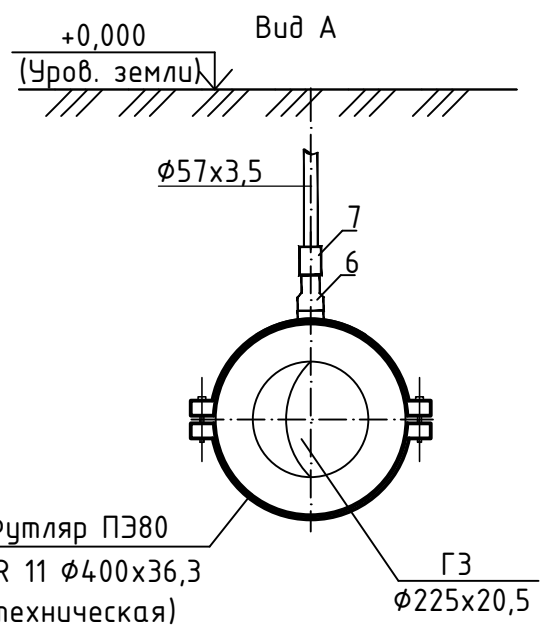
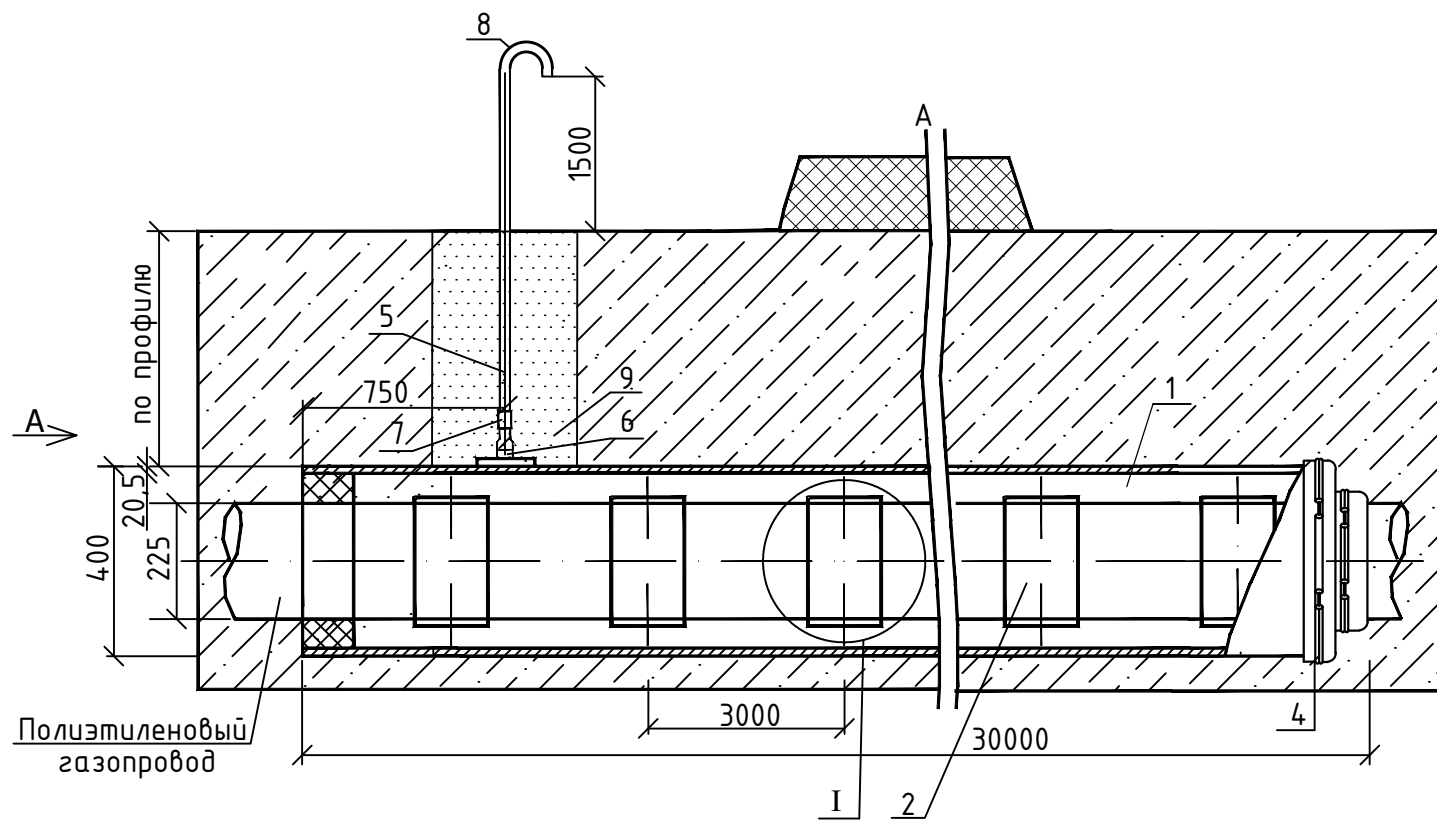
2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР

«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Углезадовск Долинского района Сахалинской области»

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Карadóбрь				02.16		П	14	
Проверил	Грачева				02.16				
Н. контр.	Грачева				02.16	Установка футляра на пересечении через канаву открытым способом (ПК19+11,8-ПК19+23,30)			



ЗАО "ЛОРЕС"




СПЕЦИФИКАЦИЯ

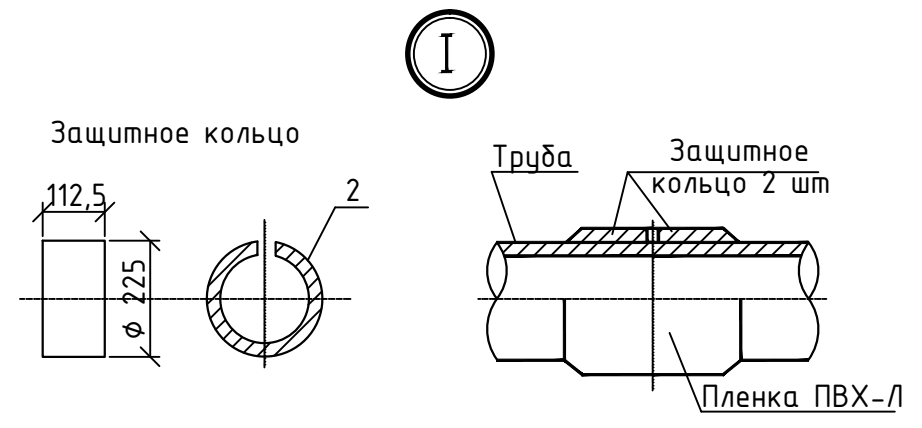
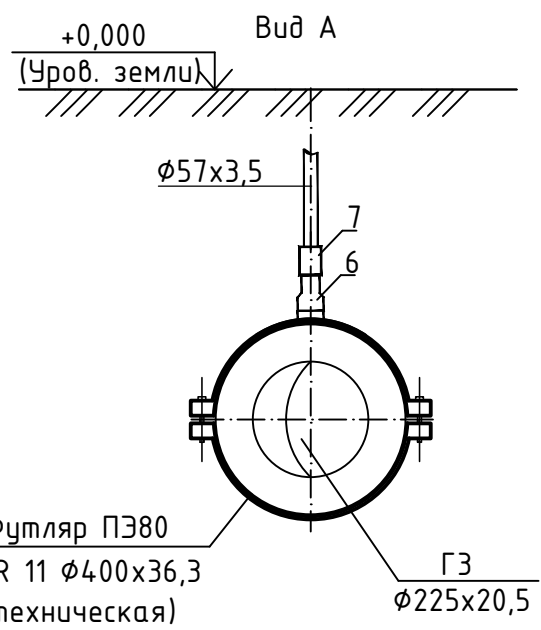
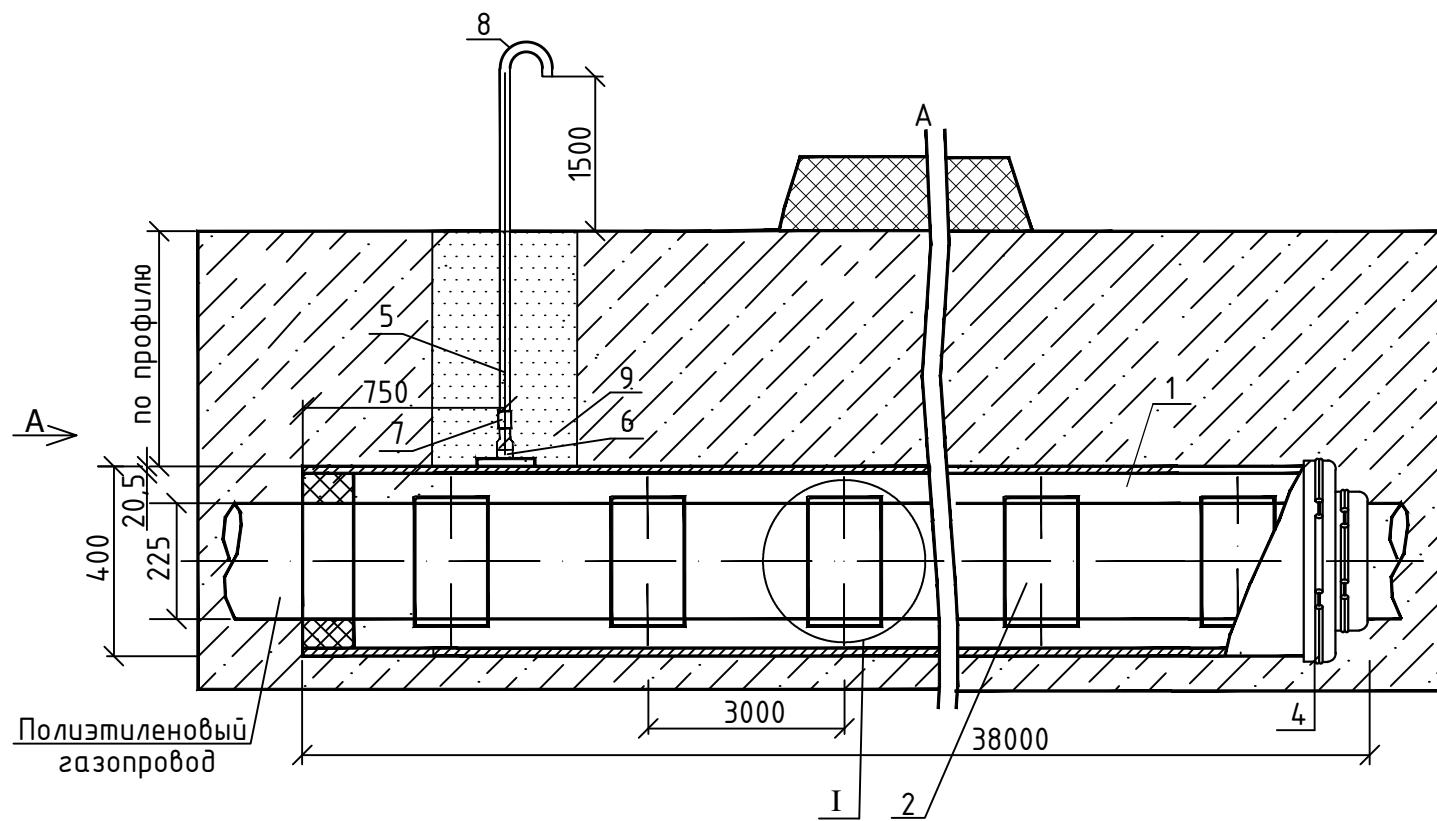
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кз	Примеч.
		Футляр:	1		
1	ГОСТ 18599-2001	Труба ПЭ80 SDR11 400x36,3 техническая	30	42,3	м
		Защитное кольцо:	20	1,485	шт
2	ГОСТ Р 50838-2009	Труба ПЭ80 SDR11 225x20,5	2,25	13,20	м
3	ГОСТ 9.602-2005	Пленка ПВХ-Л	14,13	-	пм
		Заделка футляра:			
4	ТУ 2531-002-53597015-01	Манжета конусная резиновая ПМТД-П- 225x400 ПМТД	2	-	шт
		Трубка контрольная:	1	-	шт
5		Труба 57x3,5 ГОСТ 10704-91 В-СтЗсп ГОСТ 10705-80	2,0 / 1,5	4,62	в.у. антикор. м
6	"FRIATEC" Германия	Патрубок-накладка типа Top-Loading ПЭ100 SDR11 400x63	1	0,68	шт
7	"FRIATEC" Германия	Переходник ПЭ100 SDR11 ГАЗ 63/50 с ЗН	1	2,72	шт
8	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 57x3,5 антикор	2	0,6	шт
9	ГОСТ 8736-93*	Песок природный для строительных работ	2,0	-	м³

Примечание:

- Для предохранения полиэтиленовой трубы от повреждения при протаскивании в футляре предусмотреть защитные кольца из полиэтиленовой трубы. Защитное кольцо изготовить из трубы диаметром, равным диаметру рабочей трубы.
- Соединение полиэтиленовых труб футляра производить встык, нагретым инструментом.

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

2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР					
«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Углезадовск Долинского района Сахалинской области»					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Карadóбрь				02.16
Проверил	Грачева				02.16
Н. контр.	Грачева				02.16
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.				Стадия	Лист
				П	15
Установка футляра на пересечении а/дороги методом ННБ с. Покровка (ПК20+46,6-ПК20+76,6)				 ЗАО "ЛОРЕС"	




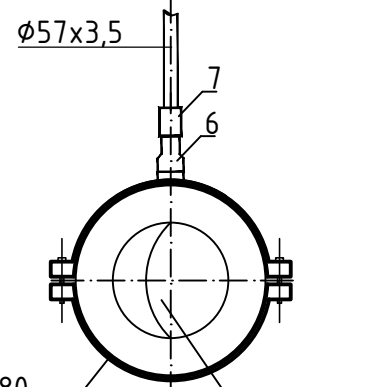
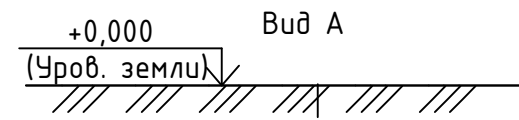
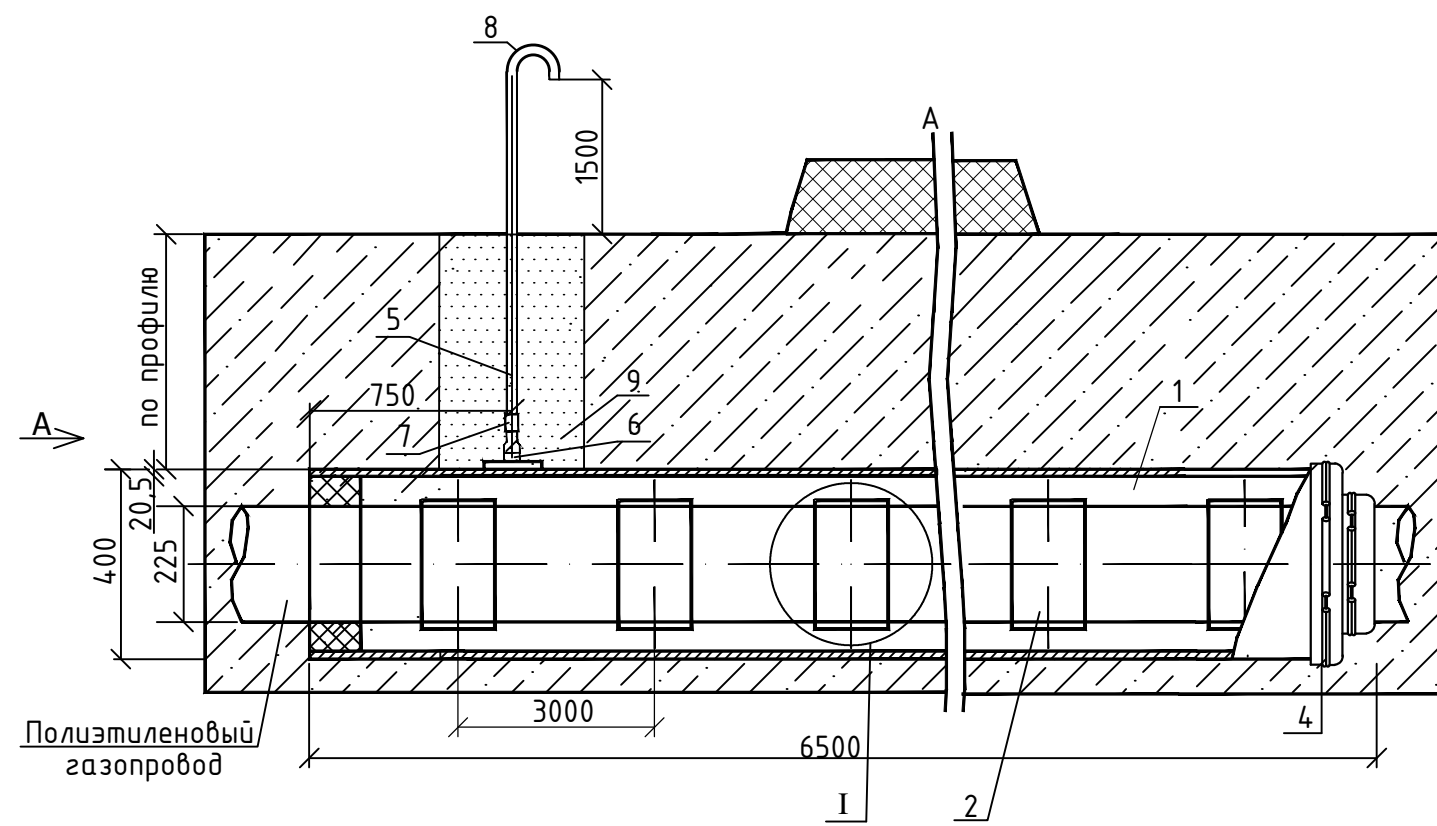
СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кз	Примеч.
		Футляр:	1		
1	ГОСТ 18599-2001	Труба ПЭ80 SDR11 400x36,3 техническая	38	42,3	м
		Защитное кольцо:	25	1,485	шт
2	ГОСТ Р 50838-2009	Труба ПЭ80 SDR11 225x20,5	2,81	13,20	м
3	ГОСТ 9.602-2005	Пленка ПВХ-Л	17,66	-	пм
		Заделка футляра:			
4	ТУ 2531-002-53597015-01	Манжета конусная резиновая ПМТД-П- 225x400 ПМТД	2	-	шт
		Патрубок-накладка типа Top-Loading ПЭ100 SDR11 400x63		0,68	
		Трубка контрольная:	1	-	шт
5		Труба 57x3,5 ГОСТ 10704-91 В-Ст3сп ГОСТ 10705-80	2,0 / 1,5	4,62	в.у. антикор. м
6	"FRIATEC" Германия	Патрубок-накладка типа Top-Loading ПЭ100 SDR11 400x63	1	0,68	шт
7	"FRIATEC" Германия	Переходник ПЭ100 SDR11 ГАЗ 63/50 с 3Н	1	2,72	шт
8	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 57x3,5 антикор	2	0,6	шт
9	ГОСТ 8736-93*	Песок природный для строительных работ	2,0	-	м³

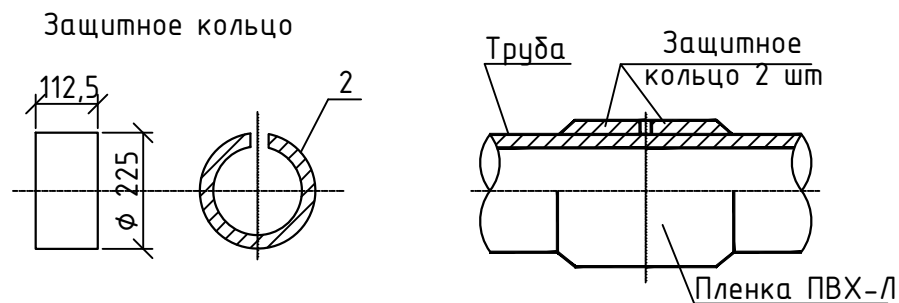
Примечание:
 1. Для предохранения полиэтиленовой трубы от повреждения при протаскивании в футляре предусмотреть защитные кольца из полиэтиленовой трубы. Защитное кольцо изготовить из трубы диаметром, равным диаметру рабочей трубы.
 2. Соединение полиэтиленовых труб футляра производить встык, нагретым инструментом.

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

2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР					
«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Углезадовск Долинского района Сахалинской области»					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Карadóбрь				02.16
Проверил	Грачева				02.16
Н. контр.	Грачева				02.16
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.			Стадия	Лист	Листов
			П	16	
Установка футляра на пересечении а/дороги методом ННБ с. Быков-г. Долинск (ПК21+47,70-ПК21+85,70)			 ЗАО "ЛОРЕС"		



Футляр ПЭ80
SDR 11 Ø400x36,3
(техническая)



СПЕЦИФИКАЦИЯ


Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кз	Примеч.
		Футляр:	1		
1	ГОСТ 18599-2001	Труба ПЭ80 SDR11 400x36,3 техническая	6,50	42,3	м
		Защитное кольцо:	4	1,485	шт
2	ГОСТ Р 50838-2009	Труба ПЭ80 SDR11 225x20,5	0,45	13,20	м
3	ГОСТ 9.602-2005	Пленка ПВХ-Л	2,83	-	пм
		Заделка футляра:			
4	ТУ 2531-002-53597015-01	Манжета конусная резиновая ПМТД-П- 225x400 ПМТД	2	-	шт
		Трубка контрольная:	1	-	шт
5		Труба 57x3,5 ГОСТ 10704-91 В-СтЗсп ГОСТ 10705-80	2,0 1,5	4,62	шт в.у. антикор. м
6	"FRIATEC" Германия	Патрубок-накладка типа Top-Loading ПЭ100 SDR11 400x63	1	0,68	шт
7	"FRIATEC" Германия	Переходник ПЭ100 SDR11 ГАЗ 63/50 с ЗН	1	2,72	шт
8	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 57x3,5 антикор	2	0,6	шт
9	ГОСТ 8736-93*	Песок природный для строительных работ	2,0	-	м ³

Примечание:

- Для предохранения полиэтиленовой трубы от повреждения при протаскивании в футляре предусмотреть защитные кольца из полиэтиленовой трубы. Защитное кольцо изготовить из трубы диаметром, равным диаметру рабочей трубы.
- Соединение полиэтиленовых труб футляра производить встык, нагретым инструментом.

2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР

«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Углезадовск Долинского района Сахалинской области»

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист	Листов
							П	17	
Разраб.					02.16	Установка футляра на пересечении через съезд а/дороги открытым способом (ПК22+69,60-ПК22+76,10)		3	17
Проверил					02.16				
Н. контр.					02.16				

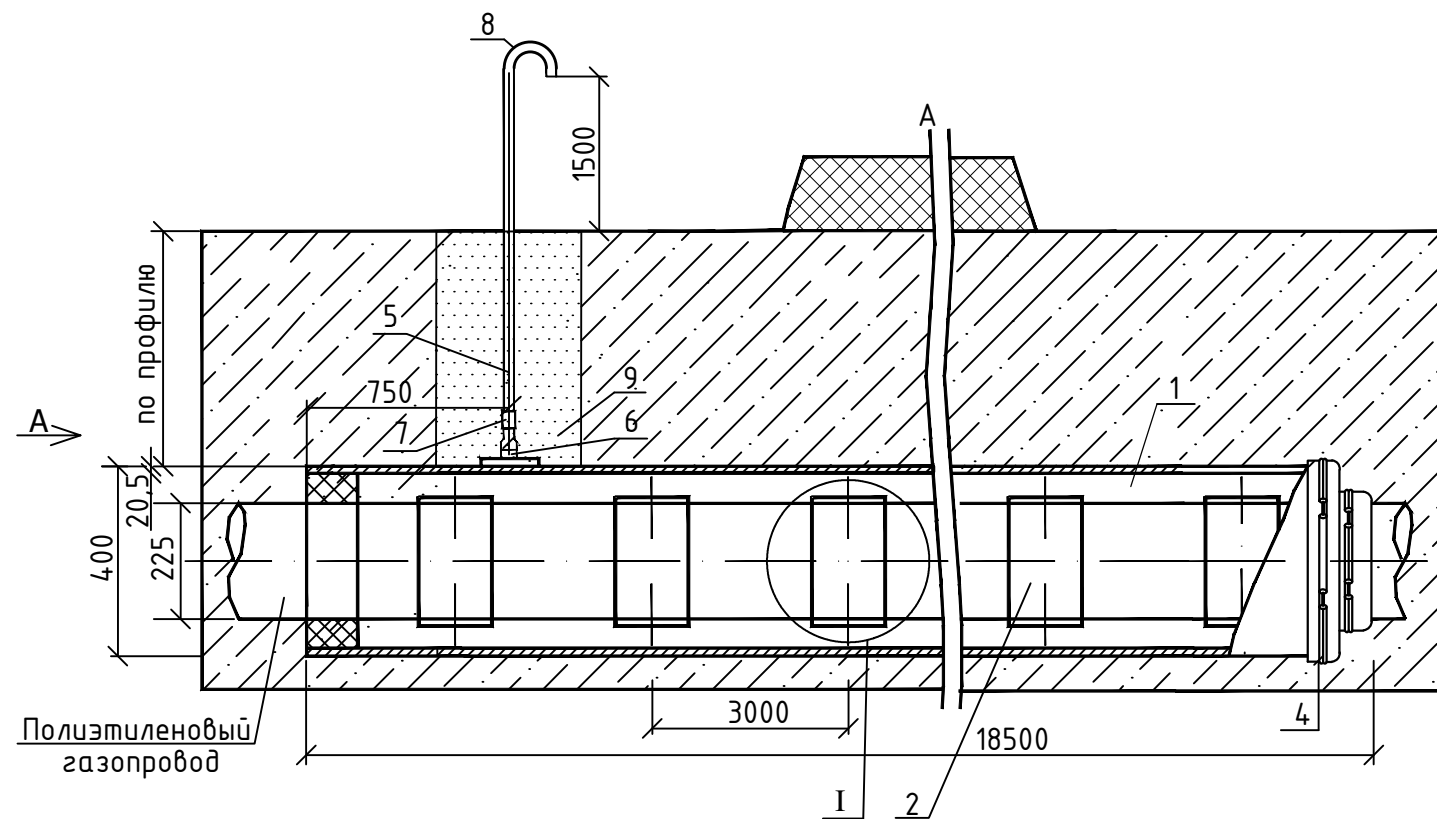


ЗАО "ЛОРЕС"

Инв. № подл.

Подпись и дата

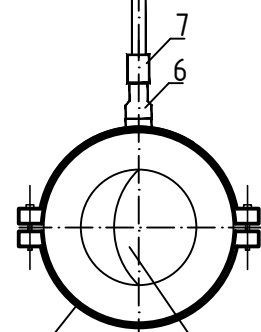
Взам. инв. №



+0,000
(Уров. земли)

Вид А

Ø57x3,5

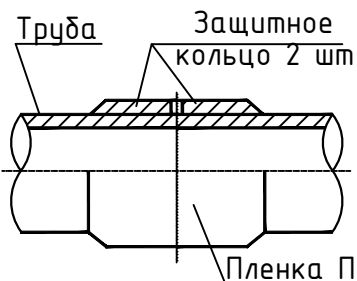
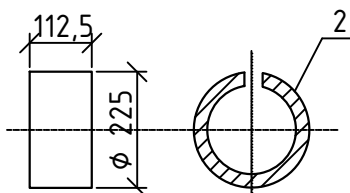


Футляр ПЭ80
SDR 11 Ø400x36,3
(техническая)

ГЗ
Ø225x20,5



Защитное кольцо



Пленка ПВХ-Л

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг	Примеч.
		Футляр:	1		
1	ГОСТ 18599-2001	Труба ПЭ80 SDR11 400x36,3 техническая	18,50	42,3	м
		Защитное кольцо:	12	1,485	шт
2	ГОСТ Р 50838-2009	Труба ПЭ80 SDR11 225x20,5	1,35	13,20	м
3	ГОСТ 9.602-2005	Пленка ПВХ-Л	8,48	-	пм
		Заделка футляра:			
4	ТУ 2531-002-53597015-01	Манжета конусная резиновая ПМТД-П- 225x400 ПМТД	2	-	шт
		Трубка контрольная:	1	-	шт
5		Труба 57x3,5 ГОСТ 10704-91 В-СтЗсп ГОСТ 10705-80	2,0 1,5	4,62	шт в.у. антискор.
6	"FRIATEC" Германия	Патрубок-накладка типа Top-Loading ПЭ100 SDR11 400x63	1	0,68	шт
7	"FRIATEC" Германия	Переходник ПЭ100 SDR11 ГАЗ 63/50 с ЗН	1	2,72	шт
8	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 57x3,5 антискор	2	0,6	шт
9	ГОСТ 8736-93*	Песок природный для строительных работ	2,0	-	м³

Примечание:

- Для предохранения полиэтиленовой трубы от повреждения при протаскивании в футляре предусмотреть защитные кольца из полиэтиленовой трубы. Защитное кольцо изготовить из трубы диаметром, равным диаметру рабочей трубы.
- Соединение полиэтиленовых труб футляра производить встык, нагретым инструментом.

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

2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР

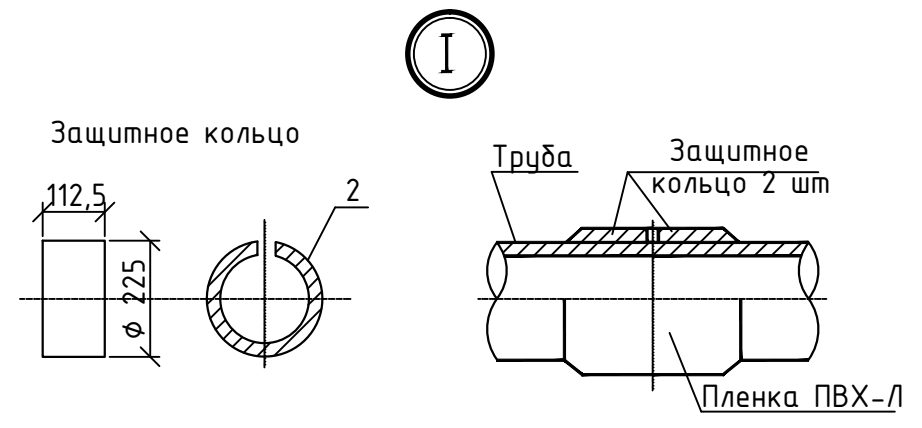
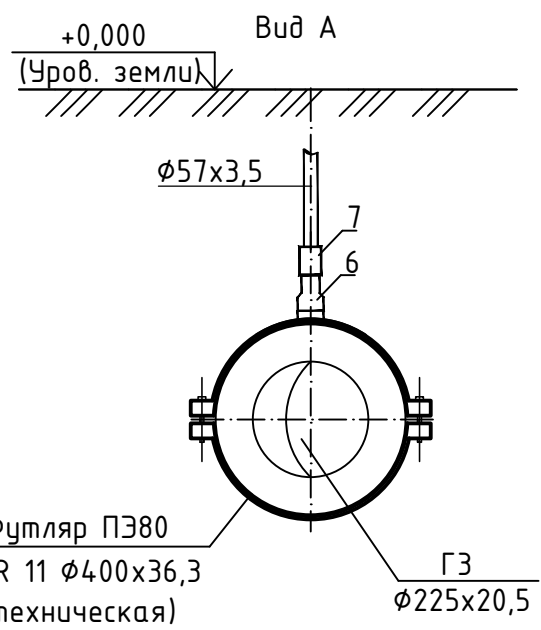
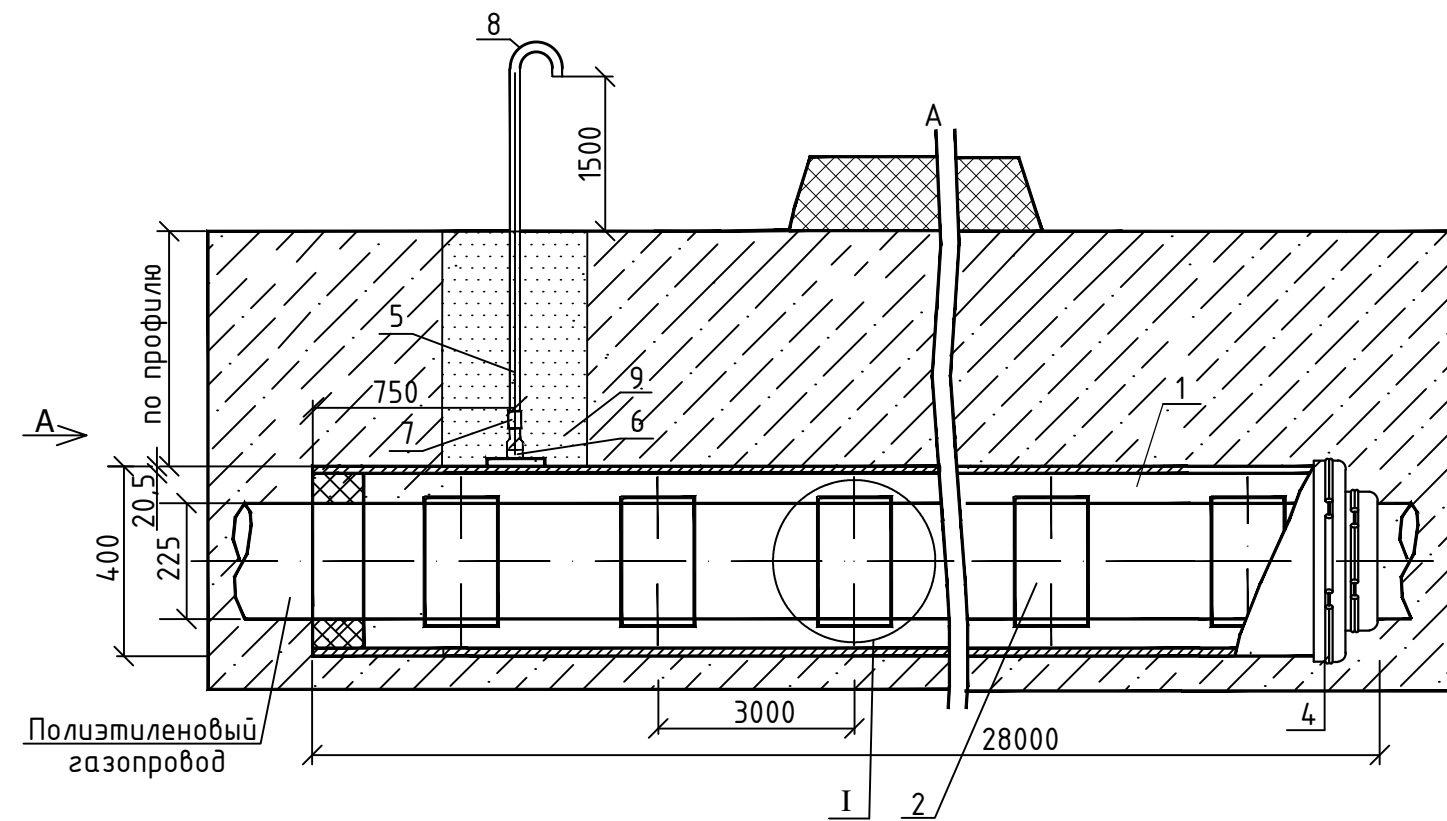
«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Углезадовск Долинского района Сахалинской области»

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Карadóбрь				02.16		П	18	
Проверил	Грачева				02.16				
Н. контр.	Грачева				02.16	Установка футляра на пересечении через съезд а/дороги открытым способом (ПК28+33,50-ПК28+52,0)			



ЗАО "ЛОРЕС"


СПЕЦИФИКАЦИЯ

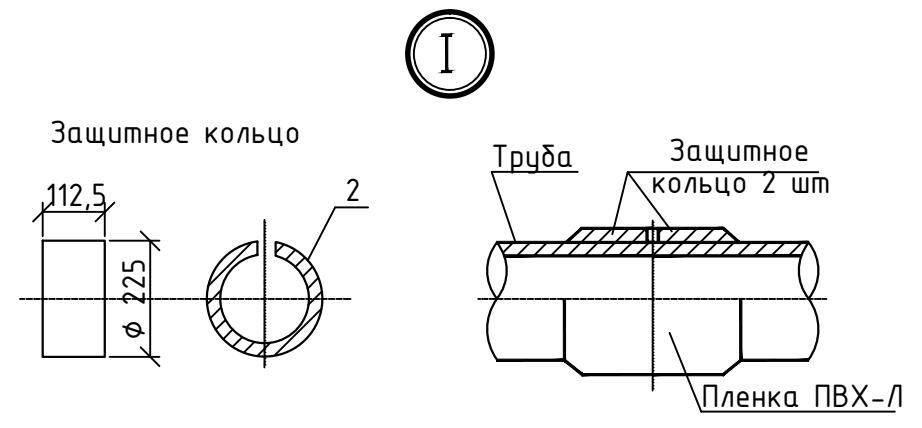
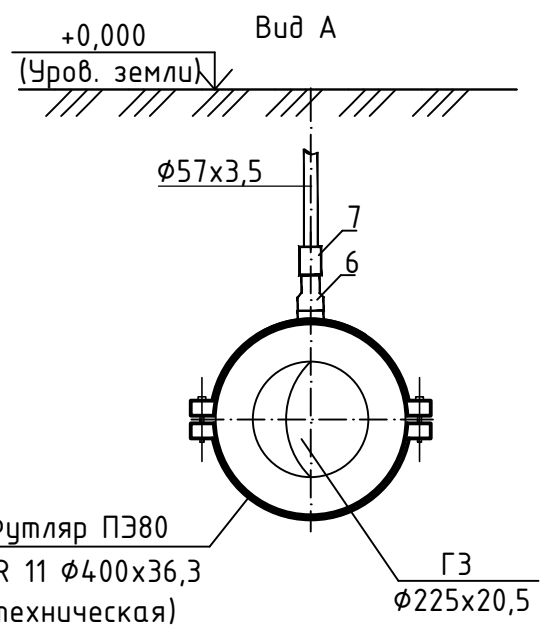
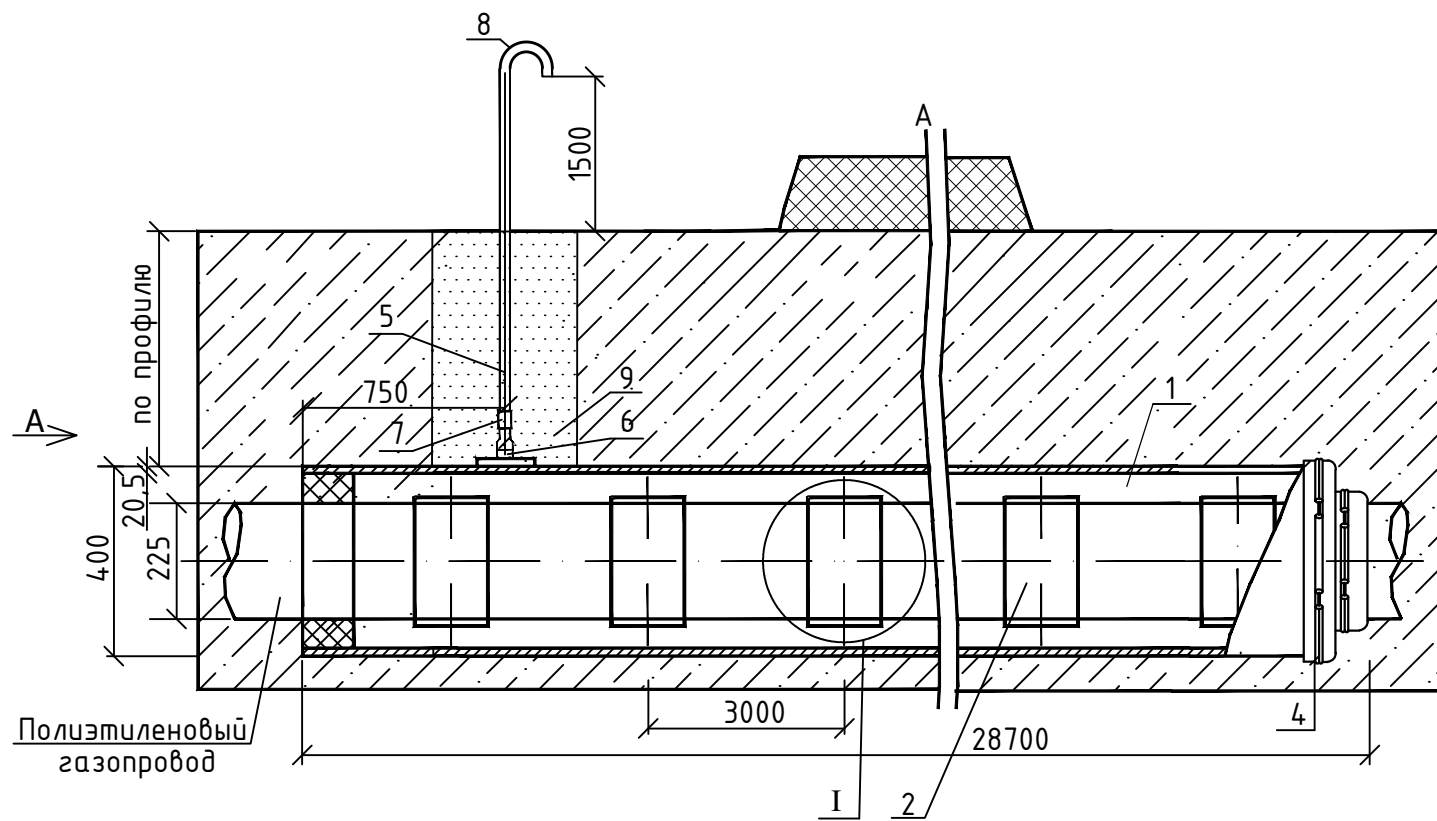


Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кз	Примеч.
		Футляр:	1		
1	ГОСТ 18599-2001	Труба ПЭ80 SDR11 400x36,3 техническая	28,0	42,3	м
		Защитное кольцо:	19	1,485	шт
2	ГОСТ Р 50838-2009	Труба ПЭ80 SDR11 225x20,5	2,14	13,20	м
3	ГОСТ 9.602-2005	Пленка ПВХ-Л	13,42	-	пм
		Заделка футляра:			
4	ТУ 2531-002-53597015-01	Манжета конусная резиновая ПМТД-П- 225x400 ПМТД	2	-	шт
		Трубка контрольная:	1	-	шт
5		Труба 57x3,5 ГОСТ 10704-91 В-СтЗсп ГОСТ 10705-80	2,0 / 1,5	4,62	шт в.у. антикор. м
6	"FRIATEC" Германия	Патрубок-накладка типа Top-Loading ПЭ100 SDR11 400x63	1	0,68	шт
7	"FRIATEC" Германия	Переходник ПЭ100 SDR11 ГАЗ 63/50 с ЗН	1	2,72	шт
8	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 57x3,5 антикор	2	0,6	шт
9	ГОСТ 8736-93*	Песок природный для строительных работ	2,0	-	м³

Примечание:
 1. Для предохранения полиэтиленовой трубы от повреждения при протаскивании в футляре предусмотреть защитные кольца из полиэтиленовой трубы. Защитное кольцо изготовить из трубы диаметром, равным диаметру рабочей трубы.
 2. Соединение полиэтиленовых труб футляра производить встык, нагретым инструментом.

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

2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР					
«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Углезадовск Долинского района Сахалинской области»					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Карadóбрь				02.16
Проверил	Грачева				02.16
Н. контр.	Грачева				02.16
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.				Стадия	Лист
				П	19
Установка футляра на пересечении а/дороги методом ННБ с. Октябрьское (ПК32+84,10-ПК33+12,10)				 ЗАО "ЛОРЕС"	




СПЕЦИФИКАЦИЯ

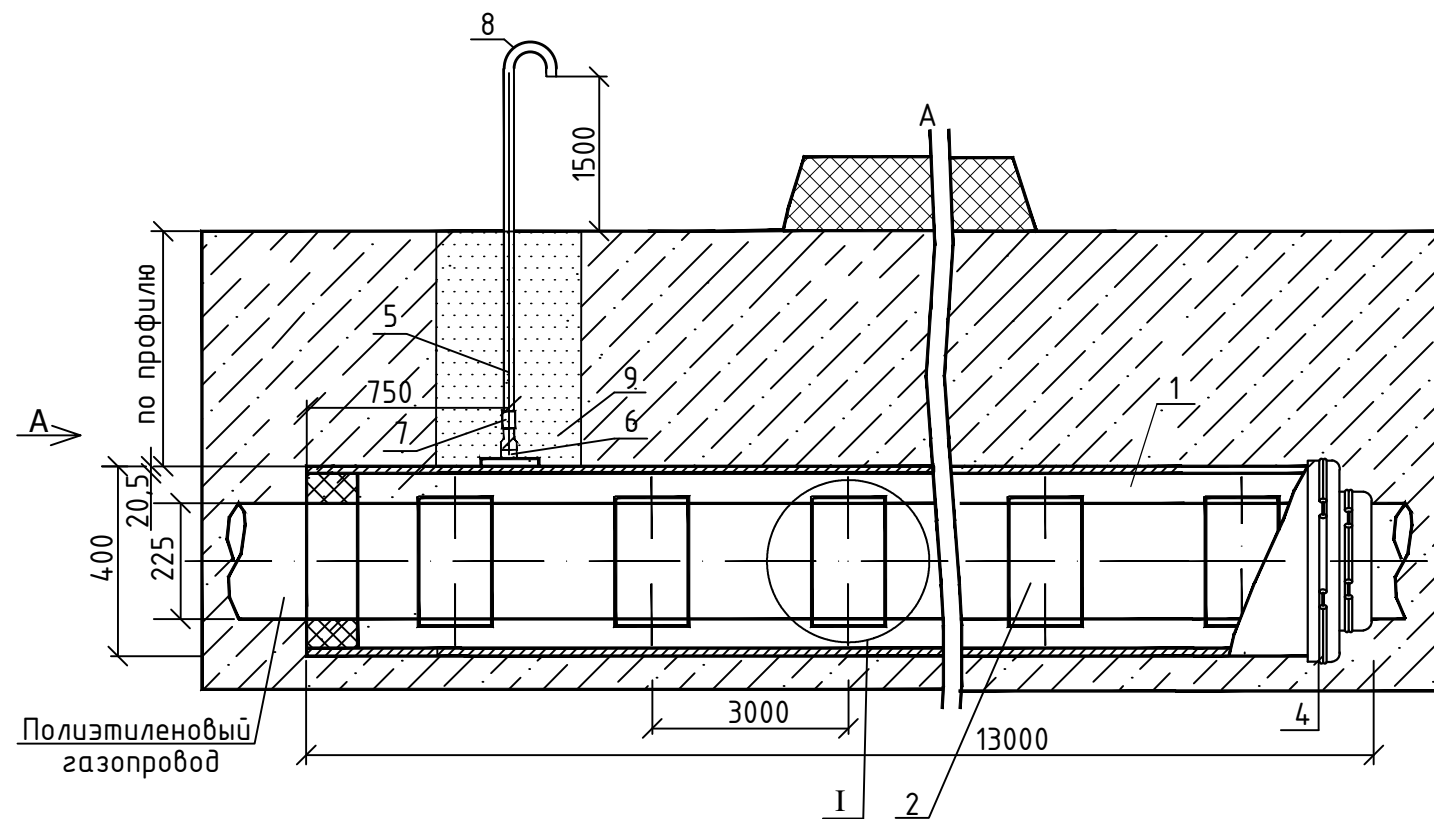
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кз	Примеч.
		Футляр:	1		
1	ГОСТ 18599-2001	Труба ПЭ80 SDR11 400x36,3 техническая	28,70	42,3	м
		Защитное кольцо:	19	1,485	шт
2	ГОСТ Р 50838-2009	Труба ПЭ80 SDR11 225x20,5	2,14	13,20	м
3	ГОСТ 9.602-2005	Пленка ПВХ-Л	13,42	-	пм
		Заделка футляра:			
4	ТУ 2531-002-53597015-01	Манжета конусная резиновая ПМТД-П- 225x400 ПМТД	2	-	шт
		Трубка контрольная:	1	-	шт
5		Труба 57x3,5 ГОСТ 10704-91 В-СтЗсп ГОСТ 10705-80	3,80	4,62	в.у. м антикор.
6	"FRIATEC" Германия	Патрубок-накладка типа Top-Loading ПЭ100 SDR11 400x63	1	0,68	шт
7	"FRIATEC" Германия	Переходник ПЭ100 SDR11 ГАЗ 63/50 с ЗН	1	2,72	шт
8	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 57x3,5 антикор	2	0,6	шт
9	ГОСТ 8736-93*	Песок природный для строительных работ	3,80	-	м³

Примечание:

- Для предохранения полиэтиленовой трубы от повреждения при протаскивании в футляре предусмотреть защитные кольца из полиэтиленовой трубы. Защитное кольцо изготовить из трубы диаметром, равным диаметру рабочей трубы.
- Соединение полиэтиленовых труб футляра производить встык, нагретым инструментом.

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

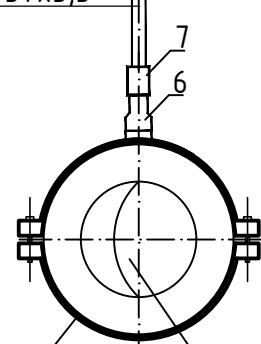
2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР					
«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Углезадовск Долинского района Сахалинской области»					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Карadóбрь				02.16
Проверил	Грачева				02.16
Н. контр.	Грачева				02.16
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.			Стадия	Лист	Листов
			П	20	
Установка футляра на пересечении через съезд а/дороги открытым способом (ПК41+53,4-ПК41+82,10)			 ЗАО "ЛОРЕС"		



+0,000
Уров. земли

Вид А

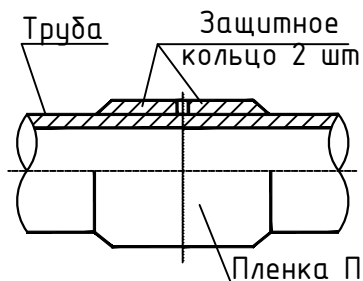
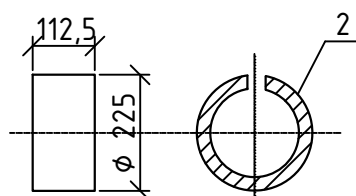
Ø57x3,5



Футляр ПЭ80
SDR 11 Ø400x36,3
(техническая) ГЗ
Ø225x20,5



Защитное кольцо



Пленка ПВХ-Л

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг	Примеч.
		Футляр:	1		
1	ГОСТ 18599-2001	Труба ПЭ80 SDR11 400x36,3 техническая	13,0	42,3	м
		Защитное кольцо:	9	1,485	шт
2	ГОСТ Р 50838-2009	Труба ПЭ80 SDR11 225x20,5	1,01	13,20	м
3	ГОСТ 9.602-2005	Пленка ПВХ-Л	6,35	-	пм
		Заделка футляра:			
4	ТУ 2531-002-53597015-01	Манжета конусная резиновая ПМТД-П- 225x400 ПМТД	2	-	шт
		Трубка контрольная:	1	-	шт
5		Труба 57x3,5 ГОСТ 10704-91 В-СтЗсп ГОСТ 10705-80	3,50 1,5	4,62	в.у. антискор. м
6	"FRIATEC" Германия	Патрубок-накладка типа Top-Loading ПЭ100 SDR11 400x63	1	0,68	шт
7	"FRIATEC" Германия	Переходник ПЭ100 SDR11 ГАЗ 63/50 с ЗН	1	2,72	шт
8	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 57x3,5 антискор	2	0,6	шт
9	ГОСТ 8736-93*	Песок природный для строительных работ	3,50	-	м³

Примечание:

- Для предохранения полиэтиленовой трубы от повреждения при протаскивании в футляре предусмотреть защитные кольца из полиэтиленовой трубы. Защитное кольцо изготовить из трубы диаметром, равным диаметру рабочей трубы.
- Соединение полиэтиленовых труб футляра производить встык, нагретым инструментом.

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

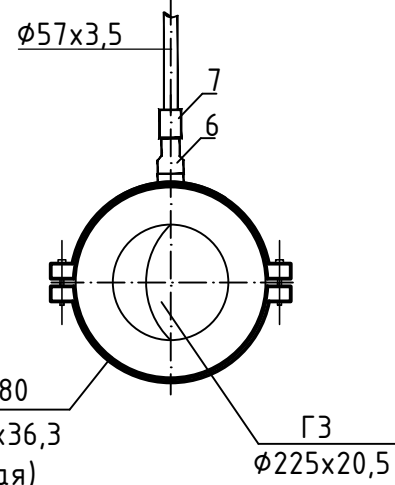
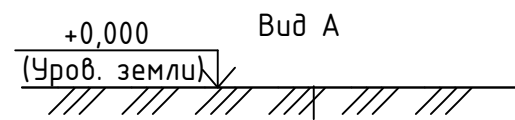
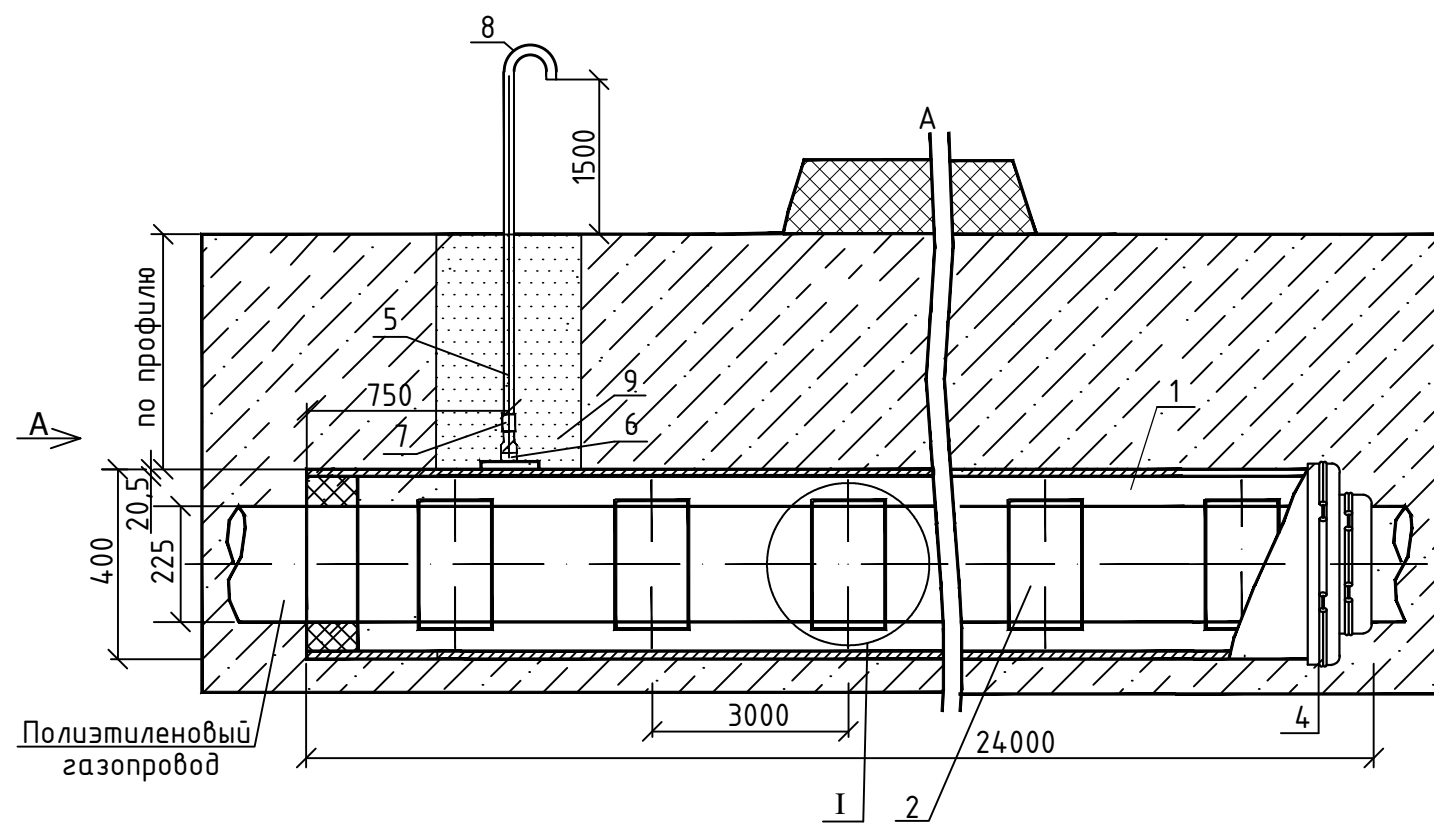
2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР

«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Углезадовск Долинского района Сахалинской области»

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Карadóбрь				02.16		П	21	
Проверил	Грачева				02.16				
Н. контр.	Грачева				02.16	Установка футляра на пересечении через канаву открытым способом (ПК42+3,8-ПК42+16,80)			



ЗАО "ЛОРЕС"

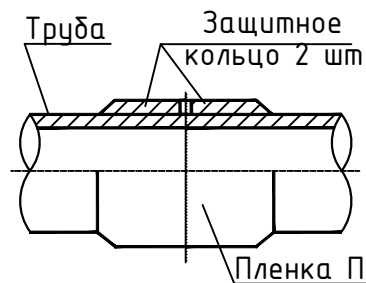
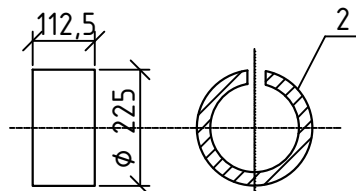


Футляр ПЭ80
SDR 11 ϕ 400x36,3
(техническая)

ГЗ
 ϕ 225x20,5



Защитное кольцо



Пленка ПВХ-Л

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг	Примеч.
		Футляр:	1		
1	ГОСТ 18599-2001	Труба ПЭ80 SDR11 400x36,3 техническая	24,0	42,3	м
		Защитное кольцо:	16	1,485	шт
2	ГОСТ Р 50838-2009	Труба ПЭ80 SDR11 225x20,5	1,80	13,20	м
3	ГОСТ 9.602-2005	Пленка ПВХ-Л	11,30	-	пм
		Заделка футляра:			
4	ТУ 2531-002-53597015-01	Манжета конусная резиновая ПМТД-П- 225x400 ПМТД	2	-	шт
		Трубка контрольная:	1	-	шт
5		Труба 57x3,5 ГОСТ 10704-91 В-СтЗсп ГОСТ 10705-80	3,50 1,5	4,62	шт в.у. антикор. м
6	"FRIATEC" Германия	Патрубок-накладка типа Top-Loading ПЭ100 SDR11 400x63	1	0,68	шт
7	"FRIATEC" Германия	Переходник ПЭ100 SDR11 ГАЗ 63/50 с ЗН	1	2,72	шт
8	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90° 57x3,5 антикор	2	0,6	шт
9	ГОСТ 8736-93*	Песок природный для строительных работ	3,50	-	м ³

Примечание:

- Для предохранения полиэтиленовой трубы от повреждения при протаскивании в футляре предусмотреть защитные кольца из полиэтиленовой трубы. Защитное кольцо изготовить из трубы диаметром, равным диаметру рабочей трубы.
- Соединение полиэтиленовых труб футляра производить встык, нагретым инструментом.

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

2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР

«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Углезадовск Долинского района Сахалинской области»

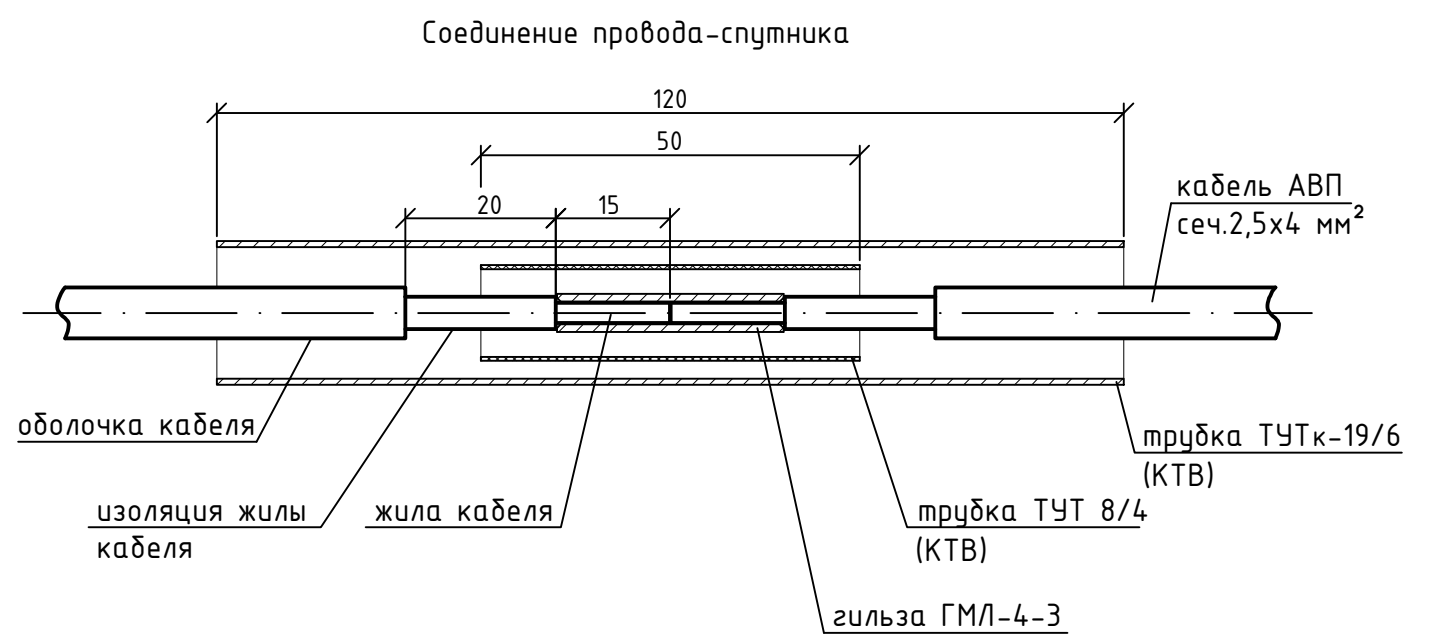
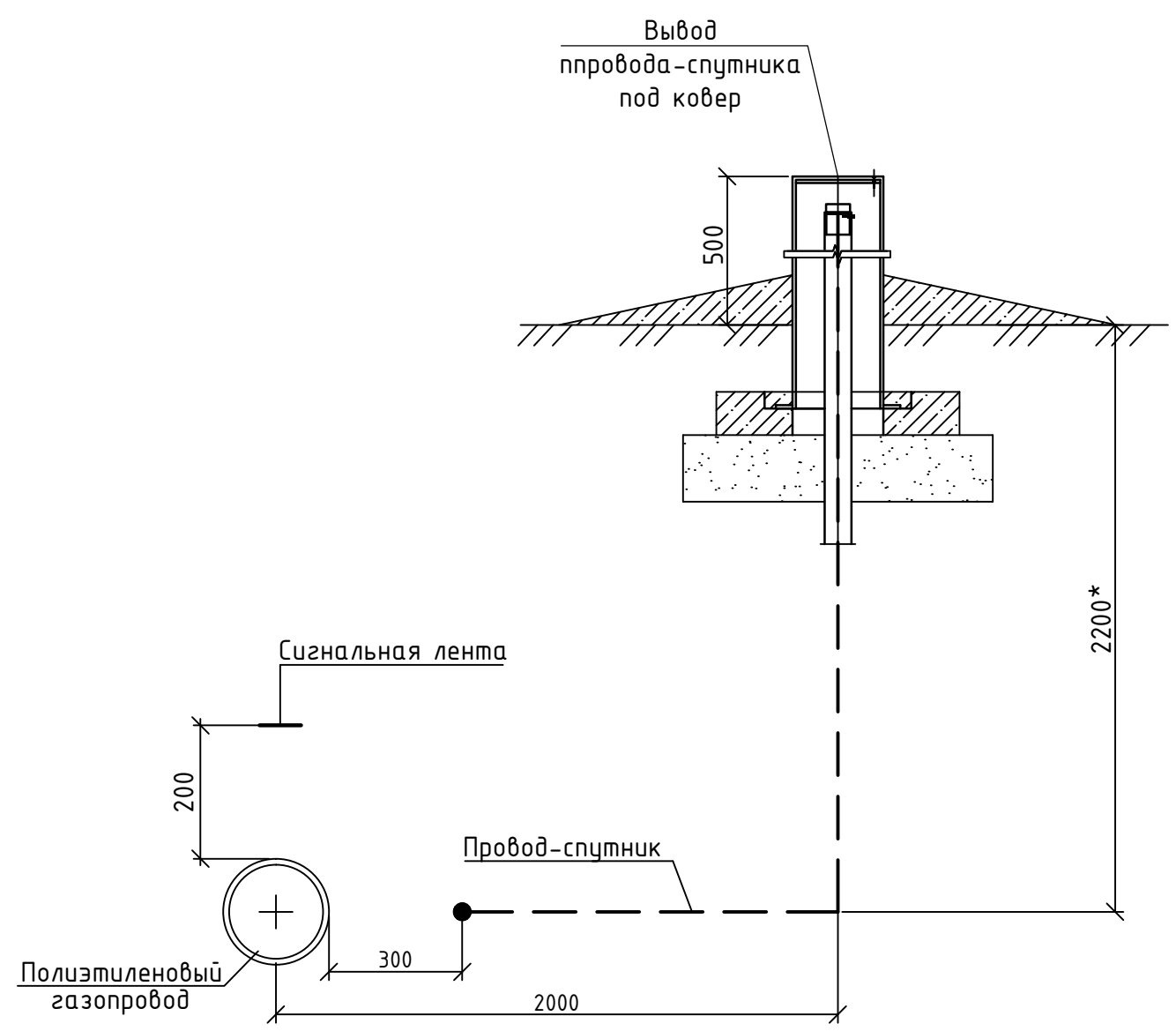
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Карadóбрь				02.16		П	22	
Проверил	Грачева				02.16				
Н. контр.	Грачева				02.16	Установка футляра на пересечении через канаву открытым способом (ПК45+16,50-ПК45+40,50)			




ЗАО "ЛОРЕС"

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг	Примечание
1	ГОСТ 6223-79	Изолированный алюминиевый провод АВП сеч. 2,5-4мм ²	3,90	-	м



1. Места установки вывода провода-спутника под ковер в ограждении см. планы ППО.
2. Выводы провода-спутника устанавливаются на врезке газопровода, на границах участков газопровода, выполненных методом ННБ, перед выходом ГРПБ.
3. Электромонтажные изделия для соединения провода-спутника включены в спецификацию оборудования, изделий и материалов ССО.
4. Конструктивные и объёмно-планировочные решения см. р. ИЛО.
5. Всего по трассе газопровода установлено выводов провода-спутника в количестве - 16шт.

						2-01-4840/471-472-13-65/247-1-ТКР				
						«Газопровод межпоселковый до с. Покровка - с. Сосновка - с. Углезадовск Долинского района Сахалинской области»				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.		Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Карандорый			<i>Карандорый</i>	02.16			П	23	
Проверил	Грачева			<i>Грачева</i>	02.16					
Н. контр.	Грачева			<i>Грачева</i>	02.16	Вывод провода-спутника под ковер		 ЗАО "ЛОРЕС"		

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