Министерство топлива и энергетики Республики Крым

Государственное унитарное предприятие Республики Крым «Крымгазсети»

СТРОИТЕЛЬСТВО СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ С. КУНЦЕВО НИЖНЕГОРСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ КРЫМ

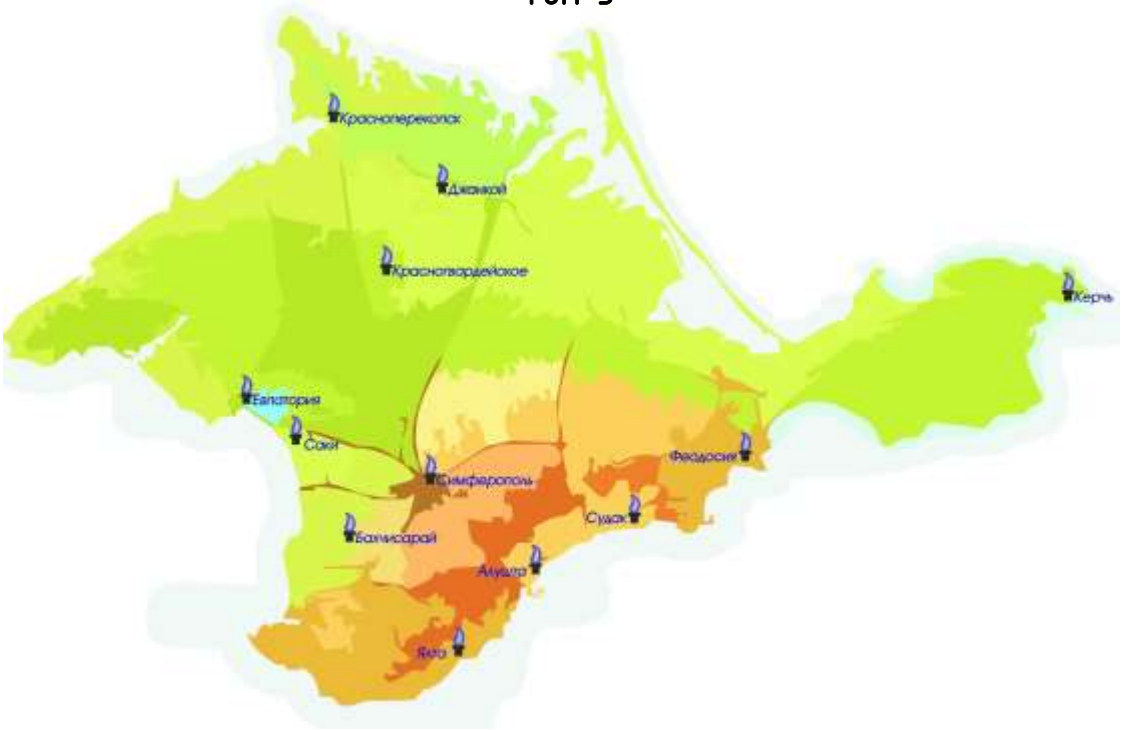
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта.

Искусственные сооружения

СЗ-2025-36-ТКР

Том 3



Министерство топлива и энергетики Республики Крым

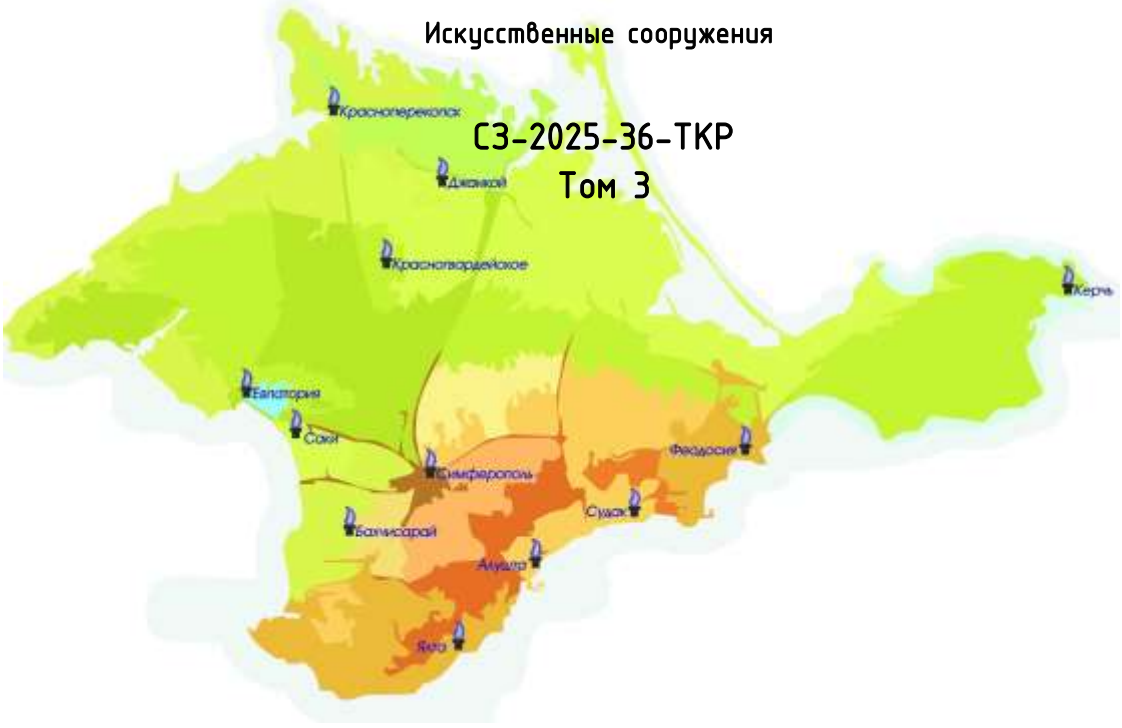
Государственное унитарное предприятие Республики Крым «Крымгазсети»

СТРОИТЕЛЬСТВО СЕТЕЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ С. КУНЦЕВО НИЖНЕГОРСКОГО РАЙОНА РЕСПУБЛИКИ КРЫМ

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта.

Искусственные сооружения



СЗ-2025-36-ТКР

Том 3

Начальник Управления проектных работ _____ Н.В. Бараненко

(Подпись, дата)

Главный инженер проекта _____ Г.Ф. Камаева

(Подпись, дата)

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Обозначение	Наименование	Примечание	
		лист	стр.
СЗ-2025-36-ТКР-С	Содержание тома	2	2
СЗ-2025-36-СП	Состав проекта	1	4
СЗ-2025-36-ТКР	Текстовая часть	20	5-25
	Графическая часть		
СЗ-2025-36-ТКР	Ситуационный план	1	1.1
СЗ-2025-36-ТКР	Гидравлическая схема газопроводов низкого давления. Результаты расчета.	1	1.2
СЗ-2025-36-ТКР	План трасс Г1	1	2
СЗ-2025-36-ТКР	План трасс Г1	1	3
СЗ-2025-36-ТКР	План трасс Г1	1	4
СЗ-2025-36-ТКР	План трасс Г1	1	5
СЗ-2025-36-ТКР	План трасс Г1	1	6
СЗ-2025-36-ТКР	План трасс Г1	1	7
СЗ-2025-36-ТКР	План трасс Г1	1	8
СЗ-2025-36-ТКР	План трасс Г1	1	9
СЗ-2025-36-ТКР	Узел установки стального крана DN200 с удлиненным штоком с ПЭ патрубками под ковер	1	10
СЗ-2025-36-ТКР	Узел установки стального крана DN150 с удлиненным штоком с ПЭ патрубками под ковер	1	11
СЗ-2025-36-ТКР	Узел установки стального крана DN80 с удлиненным штоком с ПЭ патрубками под ковер	1	12
СЗ-2025-36-ТКР	Узел установки стального крана DN50 с удлиненным штоком с ПЭ патрубками под ковер	1	13
СЗ-2025-36-ТКР	Узел перехода ПЭ/СТ 225/219	1	14
СЗ-2025-36-ТКР	Узел перехода ПЭ/СТ 110/108	1	15
СЗ-2025-36-ТКР	Узел перехода ПЭ/СТ 90/89	1	16

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разработал		Пивовар			12.25
Проверил		Камаева			12.25
ГИП		Камаева			12.25
Н.контроль		Овсянников			12.25
Нач. УПР		Бараненко			12.25

СЗ-2025-36-ТКР-С

Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Содержание тома.

Стадия	Лист	Листов
П	1	2

Управление проектных работ ГУП РК «Крымгазсети»

СЗ-2025-36-ТКР	Н.г.ст. DN25 с установкой надземного крана DN25	1	17
СЗ-2025-36-ТКР	Н.г.ст. DN25	1	18
СЗ-2025-36-ТКР	Узел прокладки газопровода под кабелем	1	19
СЗ-2025-36-ТКР	Узел установки контрольной трубки на ПЭ футляре ф355	1	20
СЗ-2025-36-ТКР	Узел установки контрольной трубки на ПЭ футляре ф315	1	21
СЗ-2025-36-ТКР	Узел установки контрольной трубки на ПЭ футляре ф225	1	22
СЗ-2025-36-ТКР	Узел установки контрольной трубки на ПЭ футляре ф160	1	23
СЗ-2025-36-ТКР	Узел установки контрольной трубки без ковера	1	24
СЗ-2025-36-ТКР	Узел установки контрольной трубки на газопроводе под ковер	1	25
СЗ-2025-36-ТКР	Узел вывода провода-спутника под ковер	1	26
СЗ-2025-36-ТКР	Опора металлическая ОП-1/ОП-2	1	27
СЗ-2025-36-ТКР	Опора металлическая ОП-3	1	28
СЗ-2025-36-ТКР	Узел заземления газопровода на опоре	1	29

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СЗ-2025-36-ТКР-С

Лист 2

Формат А4

Состав проектной документации «Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым»

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	СЗ-2025-36-ПЗ	Раздел 1. Пояснительная записка	
2	СЗ-2025-36-ППО	Раздел 2. Проект полосы отвода.	
3	СЗ-2025-36-ТКР	Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	
4	СЗ-2025-36-ПОС	Раздел 4. Проект организации строительства	
5	СЗ-2025-36-ПОД	Раздел 5. Проект организации работ по сносу (демонтажу) линейного объекта	не разрабатывается
6.1	СЗ-2025-36-СМ6.1	Раздел 6. Книга 1. Смета на строительство.	
6.2	СЗ-2025-36-СМ6.2	Раздел 6. Книга 2. Смета на строительство. Конъюнктурный анализ цен.	
7	СЗ-2025-36-ГОЧС	Иная документация Раздел 7. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.	не разрабатывается

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СЗ-2025-36-СП		
Выполнил		Пивовар			12.25	Состав проектной документации объекта	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Камаева			12.25		П	1	1
ГИП		Камаева			12.25		Управление проектных работ ГУП РК «Крымгазсети»		
Н.контроль		Овсянников			12.25				
Нач. УПР		Бараненко			12.25				

Содержание

1. Реквизиты документа, на основании которого принято решение о подготовке проектной документации на линейный объект, либо реквизиты международного договора Российской Федерации или соглашения о разделе продукции ... 2
2. Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство, реконструкция, капитальный ремонт линейного объекта ... 2
3. Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.). ... 3
4. Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта ... 4
5. Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта ... 7
6. Сведения о категории и классе линейного объекта ... 7
7. Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта ... 8
8. Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе возможность автоматического регулирования таких оборудования и устройств), обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов ... 10
9. Перечень мероприятий по энергосбережению ... 11
10. Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства, реконструкции линейного объекта ... 11
11. Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест ... 12
12. Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта ... 13
13. Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта ... 14
14. Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенности ... 14
15. Обоснование технических решений по строительству, реконструкции, капитальному ремонту в сложных инженерно-геологических условиях ... 17
16. Заверение проектной организации о том, что проектная документация разработана в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, градостроительным регламентом, документами об использовании земельного участка для строительства (в случае если на земельный участок не распространяется действие градостроительного регламента или в отношении его не устанавливается градостроительный регламент), техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий. ... 18

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разработал		Пивовар			12.25
Проверил		Камаева			12.25
ГИП		Камаева			12.25
Н.контроль		Овсянников			12.25
Нач. УПР		Бараненко			12.25

СЗ-2025-36-ТКР

Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	19

Управление проектных работ ГУП РК «Крымгазсети»

1. Реквизиты документа, на основании которого принято решение о подготовке проектной документации на линейный объект, либо реквизиты международного договора Российской Федерации или соглашения о разделе продукции

Проектная документация по объекту «Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым» выполнена на основании:

- плана капитальных вложений строительства распределительных газопроводов по осуществлению деятельности ГУП РК «Крымгазсети» в Свободной Экономической Зоне на территории Республики Крым на 2025 год.

Заказчик – ГУП РК «Крымгазсети».

Вид строительства – новое строительство.

2. Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство, реконструкция, капитальный ремонт линейного объекта

Проектируемая система газоснабжения предназначена для подачи природного газа к потребителям - жилым домам в н.п. Кунцево Нижнегорского района, Республики Крым.

Местоположение объекта: Республика Крым, с. Кунцево, Нижнегорский р-н.

Территория района пересекается плодородными долинами рек: Большая Карасевка, Малая Карасевка, Салгир.

Участок изысканий представляет собой низинную равнину с луговой растительностью. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах от 21,40 до 22,93 м.

Геологическое строение и геоморфологические условия

В геоморфологическом отношении район работ расположен в пределах Присивашской денудационно-аккумулятивной низменной равнины, входящей в состав равнинного Крыма.

Стратиграфия участка работ представлена: Эолов-делювиальные и элювиально-делювиальные среднечетвертичные отложениями Бакчисарайского и Симферопольского ярусов представленные лёссовидными суглинками и глинами. Мощность отложений до 15,4 м.

В тектоническом отношении участок работ расположен в пределах Индоло-Кубанского прогиба. Сейсмичности района строительства: 7 баллов, согласно ОСР-2015, карта В.

В геологическом строении, в пределах изученной глубины 4,0 – 7,0 м, принимают участие стратиграфо-генетические комплексы:

- техногенные современные отложений (tQIV), представленные насыпным щебнем и галькой;
- эолов-делювиальные и элювиально-делювиальные среднечетвертичные отложениями Бакчисарайского и Симферопольского ярусов (vd, edPIIIpl+pč), представленные лёссовидными суглинками.

С поверхности залегает почвенно-растительный слой.

В инженерно-геологическом разрезе, в пределах изученной глубины 4,0 – 7,0 м, выделено три инженерно-геологических элемента и три слоя.

Слой-1 Почвенно-растительный слой. Мощность слоя изменяется от 0,4 до 1,0 м. Залегает в интервале глубин 0,0 – 1,2 м.

Слой-1а Насыпной грунт: щебень. Мощность слоя изменяется от 0,2 до 0,6 м. Залегает с поверхности.

Слой-1б Насыпной грунт: галька. Мощность слоя 0,2 м. Залегает с поверхности.

ИГЭ-2 Суглинок тяжелый пылеватый твердый средненабухающий сильнопросадочный незасо-

ленный. Мощность слоя изменяется от 0,7 до 3,6 м. Залегает в интервале глубин 0,6 – 4,2 м.

ИГЭ-3 Суглинок тяжелый пылеватый твердый средненабухающий слабопросадочный незасоленный. Мощность слоя изменяется от 0,7 до 2,6 м. Залегает в интервале глубин 1,1 – 4,0 м.

ИГЭ-4 Суглинок тяжелый пылеватый полутвердый ненабухающий непросадочный незасоленный. Мощность слоя изменяется от 0,9 до 4,0 м. Залегает в интервале глубин 0,2 – 7,0 м.

Климатическая характеристика

Климат субтропический. Среднегодовая температура воздуха составляет плюс 11,9°С. В таблице 4.1 приведена среднемесячная и годовая температура воздуха по метеостанции Клепинино, приведенной в СП 131.13330.2025.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	ГОД
0,2	1,0	5,3	10,4	16,5	21,6	24,7	24,2	18,1	12,2	6,5	2,0	11,9

Наиболее низкие температуры воздуха наблюдаются январе - феврале. Абсолютный минимум достигает минус 32 ºС.

Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 составляет минус 22 ºС, обеспеченностью 0,92 – минус 19 ºС.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 составляет минус 17ºС, обеспеченностью 0,92 – минус 14ºС. Температура холодного периода года обеспеченностью 0,94 составляет минус 5 ºС.

Наиболее высокие температуры воздуха наблюдаются в июне-августе. Абсолютный максимум достигает 40 ºС. Температура воздуха теплого периода года обеспеченностью 0,95 составляет плюс 27 ºС, обеспеченностью 0,98 плюс 30 ºС.

Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца равна плюс 28,8ºС. Климат района относится к влажной зоне влажности. По карте климатического районирования участок работ относится к району III подрайону Б.

Глубина сезонного промерзания грунтов, согласно п.5.5.3 СП 22.13330.2016, составляет 0,0 м.

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

Специфические грунты

К специфическим грунтам на участке изысканий относятся техногенные грунты (Слой-1а, Слой-1б) и просадочные грунты (ИГЭ-2 ИГЭ-3).

Техногенные грунты:

Слой-1а Насыпной грунт: щебень. Мощность слоя изменяется от 0,2 до 0,6 м. Залегает с поверхности.

Слой-1б Насыпной грунт: галька. Мощность слоя 0,2 м. Залегает с поверхности.

Просадочные грунты представлены:

- ИГЭ-2 Суглинок тяжелый пылеватый твердый средненабухающий сильнопросадочный незасоленный. Мощность слоя изменяется от 0,7 до 3,6 м. Залегает в интервале глубин 0,6 – 4,2 м.
- ИГЭ-3 Суглинок тяжелый пылеватый твердый средненабухающий слабопросадочный

незасоленный. Мощность слоя изменяется от 0,7 до 2,6 м. Залегает в интервале глубин 1,1 – 4,0 м.

Геологические и инженерно-геологические процессы и явления

Исходная сейсмичность района работ, согласно СП 14.13330.2018 (СНиП II-7-81* Актуализированная редакция) по карте ОСР-2015-В – 7 баллов.

Категория опасности землетрясений по СП 115.13330.2016 «Геофизика опасных природных воз-действий» оценивается, как опасная.

Прогнозирование изменения инженерно-геологических условий участка

В процессе строительства и эксплуатации изменение инженерно-геологических условий не ожидается. Механические характеристики грунтов со степенью водонасыщения менее 0,8 (ИГЭ-2, ИГЭ-3) при проектировании рекомендуется принять в водонасыщеном состоянии.

4. Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта

В инженерно-геологическом разрезе, в пределах изученной глубины 4,0 – 7,0 м, выделено три инженерно-геологических элемента.

ИГЭ-2 Суглинок тяжелый пылеватый твердый средненабухающий сильнопросадочный незасоленный.

Таблица 4.2 Физико-механические свойства грунта ИГЭ-2.

Наименование показателей		К-во опр.	Значения			Коэффициенты		Расчетное при д.в. = 0.85/0.95
			мин.	макс.	сред.	вари-ации	надежности при д.в. =0.85/0.95	
Природная влажность, %		35	10,9	16,8	14,3	0,11		
Влажность на границе текучести, %		35	30,6	34,7	32,6	0,03		
Влажность на границе пластичности, %		35	15,2	19,0	17,0	0,06		
Число пластичности, %		35	14,3	16,8	15,6			
Показатель текучести, %		35	-0,32	-0,06	-0,17			
Плотность частиц грунта, г/см^3		14	2,72	2,74	2,73	0,00		
Плотность грунта, г/см^3		14	1,53	1,80	1,63	0,05	1,01/1,02	1,61/1,60
Плотность сухого грунта, г/см^3		14	1,34	1,59	1,43			
Коэффициент пористости, д.е.		14	0,721	1,036	0,914			
Коэффициент водонасыщения д.е.		14	0,32	0,51	0,43			
Гранулометрический состав, % Диаметр фракции, мм	0,5 - 0,25	11	0,0	0,0	0,0			
	0,25 - 0,10	11	0,0	0,4	0,1			
	0,10 - 0,05	11	0,1	3,8	1,4			
	0,05 - 0,01	11	36,3	96,2	54,7			
	0,01 – 0,002	11	0,5	55,6	23,4			
	< 0,002	11	2,6	40,5	20,4			

Наименование показателей		К-во опр.	Значения			Коэффициенты		Расчетное при д.в. = 0.85/0.95
			мин.	макс.	сред.	вари-ации	надежности при д.в. =0.85/0.95	
в природном состоянии	Угол внутреннего трения, гр.	10	22	27	25	0,05	1,02/1,03	25/24
	Удельное сцепление, МПа	10	0,070	0,115	0,093	0,18	1,06/1,11	0,088/0,084
	Модуль деформации одометрический, МПа	10	14,3	29,3	19,9	0,28		
в водонасы-щенном состоянии	Угол внутреннего трения, гр.	10	19	24	21	0,07	1,03/1,04	20/20
	Удельное сцепление, МПа	10	0,023	0,042	0,032	0,20	1,08/1,14	0,030/0,028
	Модуль деформации одометрический, МПа	10	2,1	4,5	3,3	0,21		
Относительная деформация набухания без нагрузки, д.е.		10	0,07	0,11	0,09			
Давление набухания, МПа		6	0,009	0,021	0,016	0,00		
Относительная деформация просадочности, д.е.		10	0,0702	0,0899	0,0756			

ИГЭ-3 Суглинок тяжелый пылеватый твердый средненабухающий слабопросадочный незасоленный. Таблица 4.3 Физико-механические свойства грунта ИГЭ-3.

Наименование показателей	К-во опр.	Значения			Коэффициенты		Расчетное при д.в. = 0.85/0.95
		мин.	макс.	сред.	вари-ации	надежности при д.в. =0.85/0.95	
Природная влажность, %	19	17,1	22,0	19,6	0,08		
Влажность на границе текучести, %	19	30,3	35,2	33,3	0,04		
Влажность на границе пластичности, %	19	15,8	18,8	17,4	0,05		
Число пластичности, %	19	14,4	17,0	15,9			
Показатель текучести, %	19	0,01	0,23	0,14			
Плотность частиц грунта, г/см^3	6	2,72	2,73	2,73	0,00		
Плотность грунта, г/см^3	6	1,62	1,79	1,73	0,03	1,02/1,03	1,70/1,68
Плотность сухого грунта, г/см^3	6	1,38	1,52	1,45			
Коэффициент пористости, д.е.	6	0,798	0,983	0,887			

Наименование показателей		К-во опр.	Значения			Коэффициенты		Расчетное при д.в. = 0.85/0.95
			мин.	макс.	сред.	вари-ации	надежности при д.в. =0.85/0.95	
Коэффициент водонасыщения д.е.		6	0,49	0,62	0,60			
Гранулометрический состав, % Диаметр фракции, мм	0,5 - 0,25	6	0,0	0,0	0,0			
	0,25 - 0,10	6	0,0	0,0	0,0			
	0,10 - 0,05	6	0,1	2,6	1,8			
	0,05 - 0,01	6	44,1	59,4	50,3			
	0,01 – 0,002	6	18,9	46,9	29,3			
	< 0,002	6	4,2	35,2	18,6			
в природном состоянии	Угол внутреннего трения, гр.	6	22	27	24	0,09	1,04/1,08	23/22
	Удельное сцепление, МПа	6	0,039	0,073	0,054	0,25	1,14/1,25	0,047/0,043
	Модуль деформации одометрический, МПа	6	7,7	10,5	8,6	0,12		
в водонасы-щенном состоянии	Угол внутреннего трения, гр.	6	18	22	19	0,08	1,04/1,08	18/18
	Удельное сцепление, МПа	6	0,019	0,024	0,022	0,09	1,04/1,08	0,021/0,020
	Модуль деформации одометрический, МПа	6	3,3	5,5	4,3	0,20		
Относительная деформация набухания без нагрузки, д.е.		6	0,08	0,11	0,09			
Давление набухания, МПа					0,016			
Относительная деформация просадочности, д.е.		6	0,0308	0,0385	0,0340			

ИГЭ-4 Суглинок тяжелый пылеватый полутвердый ненабухающий непросадочный незасоленный. Таблица 4.4 Физико-механические свойства грунта ИГЭ-4.

Наименование показателей		К-во опр.	Значения			Коэффициенты		Расчетное при д.в. = 0.85/0.95
			мин.	макс.	сред.	вариации	надежности при д.в. =0.85/0.95	
Природная влажность, %		26	17,7	22,0	20,0	0,05		
Влажность на границе текучести, %		26	31,4	34,9	33,2	0,03		
Влажность на границе пластичности, %		26	16,0	18,7	17,4	0,05		
Число пластичности, %		26	14,4	16,9	15,8			
Показатель текучести, %		26	0,04	0,25	0,16			
Плотность частиц грунта, г/см^3		10	2,73	2,74	2,73	0,00		
Плотность грунта, г/см^3		10	1,93	2,02	1,97	0,01	1,00/1,01	1,97/1,95
Плотность сухого грунта, г/см^3		10	1,58	1,70	1,64			
Коэффициент пористости, д.е.		10	0,603	0,732	0,663			
Коэффициент водонасыщения д.е.		10	0,81	0,85	0,82			
Гранулометрический состав, % Диаметр фракции, мм	0,5 - 0,25	7	0,0	0,0	0,0			
	0,25 - 0,10	7	0,0	0,0	0,0			
	0,10 - 0,05	7	0,2	2,7	1,2			
	0,05 - 0,01	7	33,6	88,3	45,8			
	0,01 – 0,002	7	5,3	52,4	28,2			
	< 0,002	7	3,7	45,7	24,8			
в водонасыщенном состоянии	Угол внутреннего трения, гр.	7	17	25	22	0,14	1,06/1,11	21/20
	Удельное сцепление, МПа	7	0,070	0,087	0,075	0,09	1,04/1,08	0,072/0,069
	Модуль деформации одометрический, МПа	7	10,2	18,6	14,1	0,20		
Относительная деформация набухания без нагрузки, д.е.		10	0,01	0,03	0,02			

Степень коррозионной агрессивности грунтов на бетонные и железобетонные конструкции, согласно СП 28.13330.2017 – неагрессивная.

Степень коррозионной агрессивности грунтов к углеродистой и низколегированной стали, согласно ГОСТ 9.602-2016 по лабораторным данным низкая.

Степень агрессивного воздействия грунтов на металлические конструкции среднеагрессивная.

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

На участке изысканий, в сентябре 2025 г., до изученной глубины 4,0 – 7,0 м, подземные воды не вскрыты. Их появление не прогнозируется. Согласно п. 5.4.8 СП 22.13330.2016 участок изысканий, неподтопленный.

6. Сведения о категории и классе линейного объекта

Идентификация зданий и сооружений:

1) назначение - подачи природного газа к потребителям - жилым домам в н.п. Кунцево Нижнегорского района, Республики Крым.

2) принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функ-

ционально-технологические особенности которых влияют на их безопасность - объект относится к системе коммунальной инфраструктуры;

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

- природные: сейсмические воздействия до 7 балов согласно отчету по инженерно-геологическим изысканиям;

- техногенные: отсутствуют.

4) принадлежность к опасным производственным объектам - газопровод низкого давления не относится опасным производственным объектам;

5) наличие помещений с постоянным пребыванием людей - отсутствуют;

6) уровень ответственности - нормальный.

Согласно классификатору объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям, утвержденного приказом от 10 июля 2020 года N 834/пр Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства российской федерации объект относится:

- группа - Инженерные сети населенных пунктов;
- вид объекта - строительства, Газораспределительная сеть;
- код 19.7.3.1.

Примерный срок эксплуатации объекта:

- для ПЭ подземных газопроводов - не менее 50 лет (для нормальных условий эксплуатации);

- для стальных надземных газопроводов - не менее 50 лет (для нормальных условий эксплуатации).

Транспортируемая среда - газ природный для промышленного и коммунально-бытового назначения по ГОСТ 5542-2014.

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

Проектной документацией «Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым» предусмотрено:

- сетей газораспределения низкого давления по улицам села;
- газопроводы-отводы до границ земельных участков потребителей;
- отключающие устройства по трассам газопроводов низкого давления.

Таблица 7.1 - Технико-экономическая характеристика линейного объекта

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
1. Вид строительства	-	новое строительство
2. Максимальное давление в точке подключения в газопровод низкого давления	МПа	0,003
3. Протяженность трассы подземного ПЭ газопровода низкого давления:	**м**	**5928,0**
1. Подземный газопровод из ПЭ труб Мультипайп ГАЗ III ПЭ100/ПЭ100-RC ГАЗ SDR11 Ф225х20,5	м	387,0

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
2. Подземный газопровод из ПЭ труб Мультипайп ГАЗ III ПЭ100/ПЭ100-RC ГАЗ SDR11 ф160х14,6	м	178,2
3. Подземный газопровод из ПЭ труб Мультипайп ГАЗ III ПЭ100/ПЭ100-RC ГАЗ SDR11 ф110х10,0	м	307,1
4. Подземный газопровод из ПЭ труб Мультипайп ГАЗ III ПЭ100/ПЭ100-RC ГАЗ SDR11 ф90х8,2	м	4677,6
5. Подземный газопровод из ПЭ труб Мультипайп ГАЗ III ПЭ100/ПЭ100-RC ГАЗ SDR11 ф63х5,8	м	378,1
3.1 Протяженность трассы надземного стального газопровода низкого давления:	**м**	**648,1**
1. Стальной надземный газопровод из труб ГОСТ 10704-91 Ø108х4,0	м	457,8
2. Стальной надземный газопровод из труб ГОСТ 10704-91 Ø89х4,0	м	190,3
4. Длина труб ПЭ подземного газопровода низкого давления	**м**	**6554,3**
1. Подземный газопровод из ПЭ труб Мультипайп ГАЗ III ПЭ100/ПЭ100-RC ГАЗ SDR11 ф225х20,5	м	389,0
2. Подземный газопровод из ПЭ труб Мультипайп ГАЗ III ПЭ100/ПЭ100-RC ГАЗ SDR11 ф160х14,6	м	159,5
3. Подземный газопровод из ПЭ труб Мультипайп ГАЗ III ПЭ100/ПЭ100-RC ГАЗ SDR11 ф110х10,0	м	340,0
4. Подземный газопровод из ПЭ труб Мультипайп ГАЗ III ПЭ100/ПЭ100-RC ГАЗ SDR11 ф90х8,2	м	4695,7
5. Подземный газопровод из ПЭ труб Мультипайп ГАЗ III ПЭ100/ПЭ100-RC ГАЗ SDR11 ф63х5,8	м	379,5
6. Подземный газопровод из труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 ф32х3,0 (отводы)	м	590,6
4.1 Длина труб стального надземного газопровода низкого давления	**м**	**707,8**
1. Стальной надземный газопровод из труб ГОСТ 10704-91 Ø219х6,0	м	1,5
2. Стальной надземный газопровод из труб ГОСТ 10704-91 Ø108х4,0	м	478,0
3. Стальной надземный газопровод из труб ГОСТ 10704-91 Ø89х4,0	м	224,5
4. Стальной надземный газопровод из труб ГОСТ 10704-91 Ø32х3,2 (отводы)	м	3,8
5. Технологическое оборудование и технические устройства:	**шт.**	**33**
5.1 Запорная арматура на надземном газопроводе:	*шт.*	*8*
Кран стальной надземный приварной DN80 КШ.П.080.40-01	шт.	2
Кран стальной надземный приварной DN25 КШ.П.025.40-01	шт.	6
5.2 Запорная арматура на подземном газопроводе:	*шт.*	*12*

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
Кран стальной DN200 с ПЭ патрубками под ковер	шт.	1
Кран стальной DN150 с ПЭ патрубками под ковер	шт.	1
Кран стальной DN80 с ПЭ патрубками под ковер	шт.	9
Кран стальной DN50 с ПЭ патрубками под ковер	шт.	1
5.3 Защитный футляр в месте пересечения с дорогой	шт.	13
Футляр ННБ ПЭ100 ГАЗ SDR11 Ø355х32,2	м./шт	44,0/3
Футляр ННБ ПЭ100 ГАЗ SDR11 Ø315х28,6	м./шт	24,0/2
Футляр ННБ ПЭ100 ГАЗ SDR11 Ø225х20,5	м./шт	116,2/8
Футляр ННБ ПЭ100 ГАЗ SDR11 Ø160х14,6	м./шт	16,5/1
6. Класс опасности:	-	
6.1. Газопровод низкого давления	-	III класс
7. Классификация газопроводов по давлению	-	низкого давления
8. Уровень ответственности	-	нормальный
9. Продолжительность строительства	мес.	5,8
10. Срок эксплуатации газопровода		
Подземного полиэтиленового	лет	50
Стального надземного	лет	50

8. Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе возможность автоматического регулирования таких оборудования и устройств), обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов

Герметичность шаровых кранов - класс «А» по ГОСТ9544-2015.

Предусмотрена расстановка запорной отключающей арматуры по трассам - кран стальной приварной надземный DN80 и краны для подземной установки под ковер с ПЭ патрубками.

Подземный газопровод низкого давления предусмотрен из ПЭ труб Мультипайп ГАЗ III ПЭ100/ПЭ100-RC ГАЗ SDR11 Ø225х20,5, Ø160х14,6, Ø110х10,0, Ø90х8,2, Ø63х5,8; из труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 Ø32х3,0 (отводы).

Надземный газопровод предусмотрен из стальных прямошовных труб по ГОСТ 10704-91 из углеродистой стали марки Вст 2сп ГОСТ 380-94 и кл. 10,15,20 ГОСТ 1050-88: ф219х6,0, ф108х4,0, ф89х4,0, Ø32х3,2 (отводы).

Максимальное давление в точке подключения в газопровод низкого давления - 0,003 МПа.

Трасса газопровода предусмотрена на нормативных расстояниях от существующих зданий и сооружений.

Надежность и безопасность эксплуатации линейного объекта обеспечивается посредством соблюдения нормативных документов, а также применением следующих технических решений:

- транспортирование одорированного газа;
- секционирование протяженных газопроводов путем установки запорной арматуры;

- установление охранных зон сетей газораспределения;
- соблюдение минимальных расстояний;
- установка футляров на пересечениях с естественными и искусственными препятствиями;
- установка контрольных трубок для выявления утечек газа;
- маркировка и привязка сетей газораспределения.

Подземный газопровод из ПЭ труб давлением до 0,005 МПа включительно по нормам СП 62.13330.2011 таблицы 15 испытывается давлением 0,3 МПа в течение 24 часов.

Надземный газопровод из стальных труб давлением до 0,005 МПа включительно по нормам СП 62.13330.2011 таблицы 15 испытывается давлением 0,3 МПа в течении 1 часа.

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

Контролю физическими методами подлежат стыки законченных строительством участков газопроводов, выполненных сваркой газопроводов из ПЭ труб в соответствии с таблицей 14 СП 62.13330.2011*.

Все применяемое газовое оборудование (трубопроводы, отключающие устройства) в установленном законодательством Российской Федерацией порядке должно быть сертифицировано и иметь разрешение Ростехнадзора России.

Хранение проектной и рабочей документации осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 21.1003-2009.

По требованию эксплуатирующей организации (согласно ТУ ГУП РК «Крымгазсети») проектом предусмотрена закладка проектной и исполнительно-технической документации на хранение в страховой фонд документации и микрофильмирования при ликвидации чрезвычайных ситуаций; для восстановления объектов систем жизнеобеспечения населения.

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

9. Перечень мероприятий по энергосбережению

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

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

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

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

Строительство объекта предполагается выполнить традиционным способом, комплексной линейной колонной, состоящей из бригад и звеньев, выполняющих подготовительные, земляные, сварочные, монтажные, изоляционные, укладочные и другие работы.

Строительство газопровода выполняется в следующей технологической последовательности:

- закрепление трассы газопровода, разбивка площадок;
- разработка траншеи;
- сборка и сварка газопровода в нитку на трассе;

- укладка подземного газопровода;
- контроль качества соединений газопровода;
- очистка полости, испытание газопровода;
- ликвидация технологических разрывов;
- врезка газопровода.

С опережением всех этапов работ проводятся монтажные работы по устройству переходов через автодороги, в том числе закрытым способом.

Сборка и сварка ПЭ трубопровода выполняется из одиночных труб вручную с помощью соединительных деталей с закладными нагревателями.

Сборка и сварка футляра выполняется из одиночных труб вручную с применением сварочного аппарата для сварки встык.

Прокладка газопровода принята подземная (в траншею) открытым способом.

Пересечение а/д 35ОП МЗ 35Н-384 "Уютное-Зоркино-Чкалово" ГКУ РК "Служба автомобильных дорог Республики Крым", ул. Кирова, ул. Владимирская, ул. 50 лет Октября, ул. Горького, а так же а/д с усовершенствованным покрытием предусмотрено закрытым способом методом ННБ в ПЭ футлярах, на глубине не менее 1,5 до низа дорожной конструкции.

Продолжительность строительно-монтажных работ – 5,8 месяца.

Сроки строительства объекта – 2026г.

Ввод объекта – 2026г.

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

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

Для локализации последствий аварии предусмотрены отключающие устройства.

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

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

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

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

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

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

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

нению утечки газа.

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

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

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

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

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

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

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

-заключить договор страхования риска ответственности за причинение вреда при эксплуатации опасного производственного объекта;

-планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий;

-заключить договор с профессиональной аварийно-спасательной службой на обслуживание или создать собственную службу;

-принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии.

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

Общее руководство и ответственность за организацию работы по охране труда в эксплуатирующей организации возлагается на генерального директора Предприятия.

Непосредственное руководство организацией работы по охране труда в эксплуатирующей организации возлагается на главного инженера.

Методическое руководство и координация работ по охране труда в эксплуатирующей организации возлагается на руководителя службы охраны труда.

Ответственность за организацию работ по обеспечению безопасных и здоровых условий труда по направлениям деятельности организации возлагается на руководителей соответствующих служб и отделов этой организации.

Обязанности руководителей предприятий, филиалов и их подразделений в области охраны труда по направлениям их деятельности должны быть отражены в должностных инструкциях, положениях об отделах и службах. Должностные инструкции и положения разрабатываются руководством организации на основе требований нормативных и руководящих документов с учетом существующей структуры.

Все рабочие места должны быть обеспечены плакатами по охране труда, знаками безопасности, аптечками. Полный комплект инструкций должен храниться у руководителя подразделения (службы, участка).

Объекты газопровода должны эксплуатироваться специально подготовленным персоналом. На Предприятии, эксплуатирующем газопровод, должны действовать системы аттестации по проверке и оценке уровня профессиональной и теоретической подготовки персонала.

Работники ЭО к самостоятельной работе допускаются после прохождения инструктажа (вводного, первичного) и проверки знаний.

В отдельных случаях рабочие, связанные с обслуживанием, наладкой и ремонтом оборудования, применением в работе особо опасных и вредных веществ, кроме инструктажа на рабочем месте, перед допуском к самостоятельной работе должны проходить производственное обучение или стажировку по утвержденной программе на рабочем месте.

После окончания обучения эксплуатационный персонал должен пройти проверку знаний на право допуска к самостоятельной работе.

Основными критериями для безопасных условий труда являются:

- герметизация всех трубопроводов и оборудования технологического процесса транспорта продукта;
- блокировка оборудования при отклонении от нормальных условий эксплуатации объектов;
- наличие средств пожаротушения;
- наличие средств индивидуальной защиты.

Эксплуатация подземного газопровода и сооружений на нем должна соответствовать требованиям «Правил безопасности сетей газораспределения и газопотребления» Пр. Ростехнадзора РФ от 15.11.2013г. и другим нормативным документам, утвержденным в установленном порядке.

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

На объекте использование технологического оборудования с системой автоматического управления, блокировок, не предусматривается.

14. Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенности

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

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

Не допускать эксплуатацию систем газоснабжения, а также выполнения всякого рода ре-

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

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

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

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

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

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

Перечень оснащения организации ремонтного хозяйства материально-техническими средствами:

· Приборы:

– Газоанализатор для метана.

· Инструмент:

– ключи гаечные (двухсторонние, торцевые, разводные), ключи трубные № 1, 2, 3;

- молоток слесарный (стальной и омедненный), кувалда из цветного металла;
- напильники, зубило, отвертки, пассатижи, щетки стальные;
- рулетка длиной 10 -20 м;
- станок ножовочный с полотнами;
- лопаты, кирки, топор, пила по дереву;
- тиски слесарные, труборез;
- резьбонарезной инструмент;
- крючки для открывания крышек колодцев;
- разгонщик фланцев.

· Инвентарь, спецодежда, средства защиты:

- устройства ограждения;
- переносные светильники (лампы) во взрывозащищенном исполнении;
- фонари карманные светосигнальные;
- прожектор заливающего света (фара -лампа);
- лестница раздвижная 4 -6 м;
- бандажи для труб диаметром 50 -700 мм;
- резиновые шланги диаметром 8 -25 мм;
- домкрат;
- спецодежда противогазы шланговые;
- средства и медикаменты первой доврачебной помощи.

· Материалы:

- запас труб, запорной арматуры, компрессоров разных диаметров;
- фитинги, сгоны, заглушки, болты, гайки, шпильки, пробки металлические с резьбой;
- пробки конические деревянные и резиновые;
- сальниковые и уплотнительные материалы;
- смазка;
- палатка от атмосферных осадков;
- запасные части к бытовым газовым приборам;
- шунтирующие перемычки.

Обоснование принятых решений по автоматизации

Согласно п. 4.9 СП 62.13330.2011 в работе газопровода нет необходимости в автоматизированном управлении процессами по следующим причинам:

- население газифицируемой территории не превышает 100 тыс.человек;

- заказчиком принято соответствующее решение, о чем указано в задании на проектирование и технических условиях об отсутствии необходимости в разработке систем АСУ ТП РГ.

Описание решений по организации обслуживания и ремонта

При технической эксплуатации наружных газопроводов выполняется техническое обслуживание газопровода, которое позволяет определить его состояние и необходимость в ремонте. Ремонт может быть текущим и капитальным.

Под техническим обслуживанием газопровода подразумевается:

- периодические обходы;
- приборное техническое обследование;
- диагностика технического состояния;
- текущий и капитальный ремонт.

Техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт газопроводов, арматуры и технологического оборудования должны производиться в соответствии с требованиями Приказа от 15 декабря 2020 г. N 531 об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной

безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления», инструкций заводов-изготовителей по монтажу и эксплуатации оборудования.

При обходе надземных газопроводов должны выявляться утечки газа, перемещения газопроводов за пределы опор, наличие вибрации, сплющивания, недопустимого прогиба газопровода, просадки, изгиба и повреждения опор, состояние отключающих устройств и изолирующих фланцевых соединений, средств защиты от падения электропроводов, креплений и окраски газопроводов.

При обходе подземных газопроводов опознавательными признаками аварийных ситуаций и аварий на газопроводе, являются:

- шум выхода газа;
- запах газа;
- изменения цвета растительности или появление засохшей растительности;
- потемнение снега в местах прохождения газопровода.

15. Обоснование технических решений по строительству, реконструкции, капитальному ремонту в сложных инженерно-геологических условиях

Согласно п.5.6.6а СП 62.13330.2011 при применении полиэтиленовых труб с удаляемым слоем из ПЭ100 или ПЭ100/ПЭ100-RC допускается укладка проектируемого газопровода на выровненное дно траншеи без подсыпки песком.

Согласно п 4.61 СП 42-101-2003 для уменьшения напряжений, возникающих при защемлении газопровода в грунте и защиты от повреждений газопровода после его укладки, в проекте предусмотрена засыпка газопровода на высоту не менее 20 см над верхней образующей трубы из песка.

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

16. Заверение проектной организации о том, что проектная документация разработана в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, градостроительным регламентом, документами об использовании земельного участка для строительства (в случае если на земельный участок не распространяется действие градостроительного регламента или в отношении его не устанавливается градостроительный регламент), техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

Проектная документация разработана в соответствии с заданием на проектирование, Законодательством о Градостроительной деятельности, документами об использовании земельного участка для строительства, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасности использования прилегающих территорий, и с соблюдением технических условий.

Главный инженер проекта Г.Ф. Камаева

Лист регистрации изменений

Изм	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в докумен-те	№ доку-м.	Входящий № сопрово-дительного докум. и дата	По дп.	Дата
	Изме-нен-ных	Заме-нен-ных	Но-вых	Аннулиро-ванных					

Согласовано
Глава администрации
Михайловского с/п
_____ Вейкова А.В

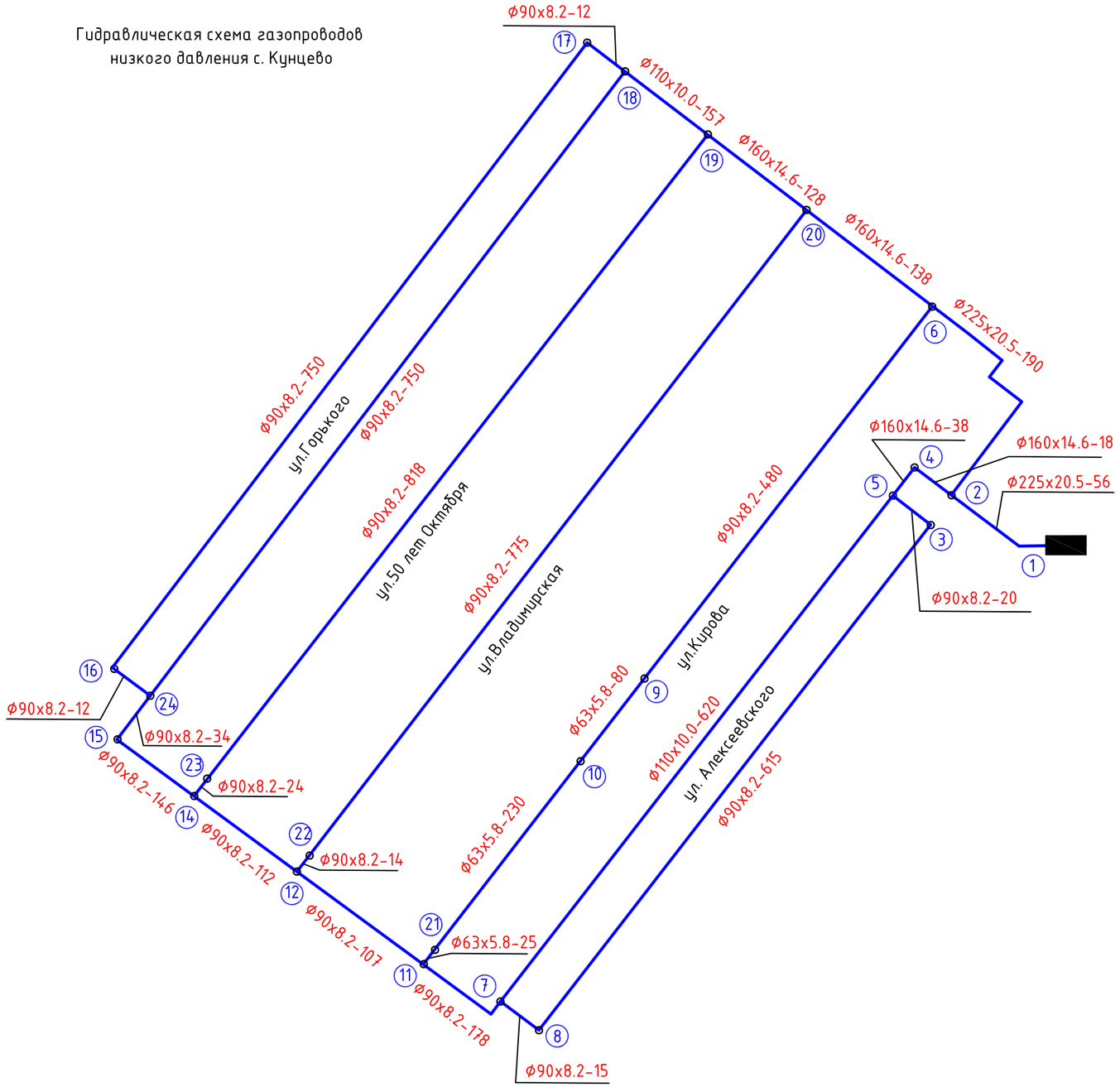
Условные обозначения

- проектируемый подземный газопровод низкого давления
- проектируемый надземный газопровод низкого давления
- существующий газопровод среднего давления
- существующий газопровод низкого давления
- проектируемый газопровод-отвод низкого давления
- перспективный объект газопотребления (ИЖС) в границах которого проложен проетируемый надземный газопровод низкого давления

						СЗ-2025-36-ТКР
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	
Нач. УПР		Бараненко				Наружные газопроводы
ГИП		Камаева				Стадия: П; Лист: 1.1; Листов:
Н. контр.		Овсянников				Ситуационный план
Проверил		Камаева				Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь
Разработал		Кухарчук				

Взам. инв. N | Подп. и дата | Инв. N подл.

Гидравлическая схема газопроводов
низкого давления с. Кунцево



Условные обозначения

ф225 х 25.3-20 — проект. газопровод с указанием диаметра по расчету, мм и длины участка сети ,м

— сущ. ГРПШ с регуляторами РДНК-400М (производительность при Рвх= 0,433МПа 344 м куб/час) с учетом потерь

(12) — точка узла расчетной схемы

Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А

N п/п	участок нач.	участок кон.	длина м	расход куб.м/час	давление кгс/кв.м в начале	давление кгс/кв.м в конце	размер трубы мм*мм
1	1	2	56	345.2	260.00	255.29	225*20.50
2	2	4	18	99.8	255.29	254.62	160*14.60
3	4	5	38	99.0	254.62	253.24	160*14.60
4	5	3	20	39.2	253.24	251.02	90*8.20
5	3	8	615	24.9	251.02	220.48	90*8.20
6	5	7	620	44.4	253.24	220.57	110*10.00
7	7	8	15	10.6	220.57	220.48	90*8.20
8	7	11	178	40.6	220.57	199.56	90*8.20
9	11	21	25	9.2	199.56	197.37	63*5.80
10	21	10	230	-1.5	197.37	197.82	63*5.80
11	10	9	80	-12.2	197.82	204.09	63*5.80
12	2	6	190	245.2	255.29	246.60	225*20.50
13	6	9	480	34.5	246.60	204.09	90*8.20
14	6	20	138	188.3	246.60	230.85	160*14.60
15	20	19	128	127.3	230.85	223.58	160*14.60
16	19	18	157	66.5	223.58	206.61	110*10.00
17	18	17	12	32.9	206.61	205.64	90*8.20
18	20	22	775	24.9	230.85	192.40	90*8.20
19	22	12	24	-11.2	192.40	192.69	90*8.20
20	11	12	107	31.4	199.56	192.69	90*8.20
21	12	14	112	20.2	192.69	189.64	90*8.20
22	14	23	24	15.4	189.64	189.14	90*8.20
23	23	19	818	-22.7	189.14	223.58	90*8.20
24	14	15	146	4.9	189.64	189.24	90*8.20
25	15	24	34	4.1	189.24	189.17	90*8.20
26	24	16	12	2.0	189.17	189.16	90*8.20
27	18	24	750	16.2	206.61	189.17	90*8.20
28	17	16	750	15.4	205.64	189.16	90*8.20

Распределение расходов по источникам

номер источника	расход
1	345.0
Всего	345.0

«Согласовано»
с Джанкойским УЭГХ
ГУП РК «Крымгазсети»
Гл. инженер А.В.Кабаков
29.07.2025 Рег. №

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	СЗ-2025-36-ТКР			
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым			
Нач. УПР		Бараненко				Наружные газопроводы	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Камаева					П	1.2	
Н. контр.		Овсянников				Гидравлическая схема газопроводов низкого давления. Результаты расчета.	Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь		
Проверил		Кухарчук							
Разработал		Камаева							

Формат А3

С

Ю

Линия сводки с Листом 3

Линия сводки с Листом 4

Переход ф225/160
ПК3+87.0. Тр. Г1.1

Тройник ф225/90. ПК3+86.5. Тр. Г1.1
Н.тр. Г1.5. ПКО+00.0. Вывод
провода-спутника под ковер

Футляр ф355х32.2 ПЭ100 ГАЗ SDR11
L=14,2м

Вывод провода-спутника под ковер

УП13-90°
ПК3+64,4. Тр. Г1.1

УП12-90°
ПК3+60,4. Тр. Г1.1

УП1-150° ПКО+11,2. Тр. Г1.5

УП2-150° ПКО+21,3. Тр. Г1.5

10кВ
3пр.,каб.св.

УП1-178° ПКО+12,2. Тр. Г1.4

УП2-90° ПКО+16,9. Тр. Г1.4

Прямой седловой отвод
90/32 ПКО+39.9

Отвод №19 ф32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=4.4м

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

Прямой седловой отвод
90/32 ПКО+715

Отвод №20 ф32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=3.7м

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

90:08:130201:896

УП7-90° ПК1+25.7 Тр. Г1.4

Прямой седловой отвод
90/32 ПК1+27.5

Отвод №23 ф32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=1.0м

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

УП4-90° ПКО+73,4. Тр. Г1.4

УП5-90° ПКО+77,2. Тр. Г1.4

Кран dy80 под ковер

Н.г.ст. Dy25. Кран Dy25

Отвод №21 ф32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=0.8м

Прямой седловой отвод
90/32 ПКО+79.2

Тр. Г1.4 ф90х8.2
ПЭ100 ГАЗ SDR11

2 каб.св.

СИП, каб.св.

Н.г.ст. Dy25. Кран Dy25

Отвод №22 ф32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=1.6м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК1+17.1

УП6-90° ПК1+19.1. Тр. Г1.4

УП8-178° ПК1+28.5. Тр. Г1.4

УП8.1-176° ПК1+38.8. Тр. Г1.4

УП9-178° ПК1+48.6. Тр. Г1.4

Н.г.ст. Dy25. Кран Dy25

Отвод №24 ф32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=4.8м

90:08:130201:Б2

Прямой седловой отвод
160/32 ПКО+56.1

Отвод №2 ф32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=1.9м

Н.г.ст. Dy25. Кран Dy25

УП1-158° ПКО+01,0. Тр. Г1.3

Тройник ф160/90. ПКО+59.1. Тр. Г1.2. Н.тр. Г1.3
ПКО+00.0. Вывод провода-спутника под ковер

Прямой седловой отвод
110/32 ПКО+85.9

Переход ф160/110
ПКО+59.6. Тр. Г1.2

Футляр ф225х20.5
ПЭ100 ГАЗ SDR11
L=17,8м

Отвод №3 ф32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=2.2м

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

УП4-90°
ПК1+22,1. Тр. Г1.2

УП5-90° ПК1+23,4. Тр. Г1.2
Выход Г1 из земли. Переход
ПЭ/Ст 110/108. Вывод
провода-спутника. Кран dy100

Тр. Г1.2 ф110х10.0
ПЭ100 ГАЗ SDR11

Отвод №4 ПК1+28.3
ф25х2.8, L=0,5м

Кран Dy25.
Заглушка Dy25

Тр. Г1.2 ф108х4.0

УП6-175° ПК1+42,7. Тр. Г1.2
Опуск Г1 в землю. Переход
ПЭ/Ст 110/108. Вывод
провода-спутника

УП7-176°
ПК1+68,7. Тр. Г1.2

ул. Алексеевского

Кран Dy25.
Заглушка Dy25

Отвод №7 ПКО+83.6
ф25х2.8, L=0,7м

90:08:130201:919

УП12-178° ПКО+94,2. Тр. Г1.3

Тр. Г1.3 ф89х4,0

УП13-172° ПК1+26,8. Тр. Г1.3. Опуск Г1
в землю. Переход ПЭ/Ст 90/89.
Вывод провода-спутника

УП14-168° ПК1+39,8. Тр. Г1.3

Тр. Г11 ф225х20.5
ПЭ100 ГАЗ SDR11

Тройник ф225/90. ПК2+46.1. Тр. Г1.1
Н.тр. Г1.4. ПКО+00.0. Вывод
провода-спутника под ковер

Футляр ф355х32,2 ПЭ100 ГАЗ SDR11
L=16,1м

Вывод провода-спутника под ковер

90:08:130201:117

Тр. Г11 ф225х20.5
ПЭ100 ГАЗ SDR11

2 каб.св.

УП3-90° ПКО+24,2. Тр. Г1.4

Столб с укосиной

Н.г.ст. Dy25. Кран Dy25

Отвод №18 ф32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=4.5м

Прямой седловой отвод
90/32 ПКО+36.9

Вывод провода-спутника под ковер

УП9-120°
ПК1+63,7. Тр. Г1.1

УП1-147°
ПКО+02,2. Тр. Г1.2

Кран dy150 под ковер

Тройник ф225/160. ПКО+57.4. Тр. Г1.1
Н.тр. Г1.2. ПКО+00.0. Вывод
провода-спутника под ковер

УП2-90°
ПКО+47,6. Тр. Г1.1

Тройник ф225/90. ПК2+46.1. Тр. Г1.1
Н.тр. Г1.4. ПКО+00.0. Вывод
провода-спутника под ковер

Футляр ф355х32,2 ПЭ100 ГАЗ SDR11
L=16,1м

Вывод провода-спутника под ковер

Тр. Г11 ф225х20.5
ПЭ100 ГАЗ SDR11

2 каб.св.

УП11-135°
ПК1+80,4. Тр. Г1.1

УП10-173°
ПК1+76,5. Тр. Г1.1

Вывод провода-спутника под ковер

УП9-120°
ПК1+63,7. Тр. Г1.1

Футляр ф355х32,2 ПЭ100 ГАЗ SDR11
L=13,1м

УП8-90°
ПК1+50,2. Тр. Г1.1

Вывод провода-спутника под ковер

УП7-172°
ПК1+37,8. Тр. Г1.1

Тр. Г1.1 ф225х20.5
ПЭ100 ГАЗ SDR11

УП6-162°
ПК1+00,8. Тр. Г1.1

УП5-176°
ПКО+81,6. Тр. Г1.1

УП4-176°
ПКО+68,8. Тр. Г1.1

УП3-156° ПКО+60,1. Тр. Г1.1

Кран dy200 под ковер

Сущ. ГРПШ
(2 линии редуцирования)

УП1-90°
ПКО+03,6. Тр. Г1.1

Подключение к сущ. Г1 dy150 Н.тр. Г1.1
ПКО+00.0. Переход dy200/dy150. Опуск Г1
в землю. Переход ПЭ/Ст 225/219.
Вывод провода-спутника

Вывод провода-спутника под ковер

Футляр ф315х28,6 ПЭ100 ГАЗ SDR11
L=10,9м

90:08:130201:1147

Вывод провода-спутника под ковер

УП2-90° ПКО+18,9. Тр. Г1.2

Прямой седловой отвод
160/32 ПКО+20.9

Отвод №1 ф32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=2.1м

Н.г.ст. Dy25

УП3-171°
ПКО+26,7. Тр. Г1.2

УП1-147°
ПКО+02,2. Тр. Г1.2

Кран dy150 под ковер

Тройник ф225/160. ПКО+57.4. Тр. Г1.1
Н.тр. Г1.2. ПКО+00.0. Вывод
провода-спутника под ковер

УП2-90°
ПКО+47,6. Тр. Г1.1

Тр. Г13
ф90х8.2
ПЭ100
ГАЗ SDR11

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

Отвод №6 ф32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=1.3м

Прямой седловой отвод
90/32 ПКО+44.8

УП7-170° ПКО+51,1. Тр. Г1.3

УП8-173° ПКО+58,2. Тр. Г1.3

УП11-90° ПКО+81,2. Тр. Г1.3. Выход Г1 из земли.
Переход ПЭ/Ст 90/89. Вывод провода-спутника

УП6-90° ПКО+31,8. Тр. Г1.3

УП5-90° ПКО+31,2. Тр. Г1.3. Кран dy80.
Опуск Г1 в землю. Переход ПЭ/Ст
90/89. Вывод провода-спутника

УП4-90° ПКО+25,2. Тр. Г1.3

УП3-114° ПКО+22,8. Тр. Г1.3. Выход Г1 из земли.
Переход ПЭ/Ст 90/89

УП2-90° ПКО+19,8. Тр. Г1.3

90:08:130201:911

90:08:130201:111

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

Отвод №5 ф32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=1.9м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК1+17.7

УП10-90°
ПКО+80,2.
Тр. Г1.3

УП9-176°
ПКО+79,1.
Тр. Г1.3

УП8-176° ПК1+42,7. Тр. Г1.3
Выход Г1 из земли. Переход
ПЭ/Ст 110/108. Вывод
провода-спутника

УП7-176°
ПК1+68,7. Тр. Г1.2

ул. Алексеевского

Кран Dy25.
Заглушка Dy25

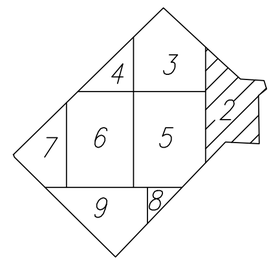
Отвод №8 ПКО+83.6
ф25х2.8, L=0,7м

90:08:130201:1615

Примечание:

1. Подземный газопровод низкого давления проложить на глубине не менее 0,8м от верха земли или 1,0м от верха усовершенствованного покрытия и 1,2м от верха земли в местах прохождения по пашне. Надземный газопровод низкого давления проложить по проектируемым металлическим опорам на высоте не менее 2,2 м в местах прохода людей.
2. Обозначение трассы подземного полиэтиленового газопровода предусмотреть с помощью сигнальной пластмассовой ленты с надписью «Осторожно! ГАЗ», уложенной над трубопроводом на высоте 0,2м от верха присыпанного газопровода по всей длине, в том числе дважды над пересечениями с подземными коммуникациями (по 2м в каждую сторону от пересекаемой коммуникации), а также медного проводника сечением 4,0 мм2, уложенного вдоль газопровода на расстоянии 0,2–0,3м от него с выводом под защитное устройство (футляр на наружных стояках или ковер).
3. При параллельной прокладке подземного газопроводовода низкого давления выдержать расстояние до фундаментов зданий и сооружений – не менее 2,0м, до стволов деревьев – 1,5м, фундаментов опор ЛЭП 10 кВ – не менее 5,0м, ЛЭП 0,4 кВ – не менее 1,0м, до водопровода не менее 1,0м.
4. При пересечении с другими коммуникациями выдержать расстояние от газопровода до них по вертикали не менее 0,2м, при пересечении кабеля последний заключить в футляр и выдержать расстояние по вертикали 0,25м. Земляные работы вблизи коммуникаций вести вручную в присутствии владельцев сетей, глубину заложения уточнять по месту.
5. Контрольные трубки установить на углах поворота, месте врезке, футлярах и местах пересечения подземного газопровода с другими подземными коммуникациями.
6. Выполнить герметизацию подземных вводов и выпусков инженерных коммуникаций зданий в радиусе 50м в соответствии с комплектом ТСК серия 5.905–26.04 "Уплотнение вводов инженерных коммуникаций зданий и сооружений в газифицированных городских и населенных пунктах".
7. Срок эксплуатации для подземных полиэтиленовых и стальных надземных газопроводов, запроектированных в соответствии с ГОСТ Р 55472, ГОСТ Р 55474, СП 62.13330, СП 42–102 и СП131.13330 с применением защиты от атмосферной коррозии по СП 28.13330, назначается для нормальных условий эксплуатации не менее 50 лет.

Схема расположения листов:



Условные обозначения

- проектируемый подземный газопровод низкого давления
- проектируемый надземный газопровод низкого давления
- существующий газопровод среднего давления
- существующий газопровод низкого давления
- к.т – контрольная трубка
- кадастровые границы земельных участков
- Граница охранной зоны газораспределительной сети. Согласно П.7. Постановлению Правительства РФ от 20.09.2000 г. №878 "Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей" Для газораспределительных сетей устанавливаются следующие охранные зоны:
-вдоль трасс подземных газопроводов из полиэтиленовых труб при использовании медного провода для для обозначения трассы газопровода – в виде территории ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 3 метров от газопровода со стороны провода и 2 метров – с противоположной стороны;
-вдоль трасс наружных газопроводов – в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 метров с каждой стороны газопровода.

ПРОВЕРЕНО
ГУП РК «Крымгазсеть»
Соответствие
Подпись
Дата 27.04.26

«ПРОВЕРЕНО»
Джанкойским управлением по
эксплуатации газового хозяйства
ГУП РК «Крымгазсети»
Гл. инженер К.А. Середа 24.12 2025 г. Рег.№ 656

Согласовано
Работы проводить в присутствии представителя Заказчика
Начальник ПТО Усенко В.Г.

						СЗ-2025-36-ТКР	
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым	
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата		
Нач. УПР		Баранен[illegible]				Наружные газопроводы	Стадия: П; Лист: 2; Листов:
ГИП		Камаева					
Н. контр.		Овсянников				Планы трасс Г1	Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь
Проверил		Камаева					
Разработал		Кухарчук					

Взам. инв. N | Подп. и дата | Инв. N подл.

Формат А1

С

Ю

5234850

5037300

5235100

Линия сводки с Листом 4

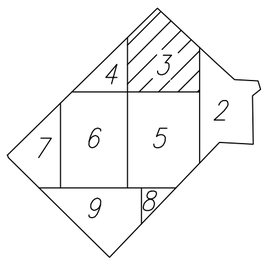
Линия сводки с Листом 2

Линия сводки с Листом 5

Условные обозначения

- проектируемый подземный газопровод низкого давления
- проектируемый надземный газопровод низкого давления
- существующий газопровод среднего давления
- существующий газопровод низкого давления
- к.т — контрольная трубка
- кадастровые границы земельных участков
- Граница охранной зоны газораспределительной сети. Согласно П.7. Постановлению Правительства РФ от 20.09.2000 г. №878 "Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей" Для газораспределительных сетей устанавливаются следующие охранные зоны:
-вдоль трасс подземных газопроводов из полиэтиленовых труб при использовании медного провода для для обозначения трассы газопровода – в виде территории ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 3 метров от газопровода со стороны провода и 2 метров – с противоположной стороны;
-вдоль трасс наружных газопроводов – в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 метров с каждой стороны газопровода.
- охранная зона ЛЭП ГУП РК "Крымэнерго"

Схема расположения листов:



						СЗ-2025-36-ТКР
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	
Нач. УПР		Баранецко				Наружные газопроводы
ГИП		Камаева				
Н. контр.		Овсянников				
Проверил		Камаева				Планы трасс Г1
Разработал		Кухарчук				

Стадия	Лист	Листов
П	3	

Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь

Взам. инв. N | Подп. и дата | Инв. N подл.

Формат А1

С

Ю

5234600

5037200

5234800

5037200

5234600

5037050

Линия сводки с Листом 3

Линия сводки с Листом 6

90:08:130201:904

90:08:130201:1170

90:08:000000:1488

90:08:130201:125

90:08:130201:917

90:08:130201:109

90:08:130201:1174

90:08:130201:9

УП6-174° ПК1+98,4. Тр. Г18

УП7-169° ПК2+09,0. Тр. Г18

УП8-176° ПК2+20,7. Тр. Г18

УП9-176° ПК2+58,5. Тр. Г18

УП10-135° ПК2+83,4. Тр. Г18

УП11-135° ПК2+87,4. Тр. Г18

УП12-175° ПК3+24,9. Тр. Г18

УП13-169° ПК3+39,8. Тр. Г18

УП14-173° ПК3+48,4. Тр. Г18

УП15-178° ПК3+81,1. Тр. Г18

УП16-178° ПК4+02,7. Тр. Г18

УП14-156° ПК4+16,8 Тр. Г17

УП13-169° ПК4+03,3. Тр. Г17

УП12-90° ПК3+72,2. Тр. Г17

УП11-90° ПК3+70,6. Тр. Г17

УП10-90° ПК3+61,4. Тр. Г17

УП9-90° ПК3+59,4. Тр. Г17

УП8-90° ПК1+98,8. Тр. Г17

УП7-90° ПК1+95,4 Тр. Г17

Тр. Г18 ⌀90х8.2 ПЭ100 ГАЗ SDR11

Тр. Г17 ⌀90х8.2 ПЭ100 ГАЗ SDR11

Прямой седловой отвод 90/32 ПК1+59.3

Прямой седловой отвод 90/32 ПК2+10.8

Прямой седловой отвод 90/32 ПК2+36.3

Прямой седловой отвод 90/32 ПК2+59.3

Прямой седловой отвод 90/32 ПК2+91.9

Прямой седловой отвод 90/32 ПК3+09.3

Прямой седловой отвод 90/32 ПК3+29.4

Прямой седловой отвод 90/32 ПК3+62.8

Прямой седловой отвод 90/32 ПК3+94.0

Прямой седловой отвод 90/32 ПК4+07.1

Прямой седловой отвод 90/32 ПК4+18.4

Прямой седловой отвод 90/32 ПК4+69.6

Прямой седловой отвод 90/32 ПК4+00.0

Прямой седловой отвод 90/32 ПК3+17.4

Прямой седловой отвод 90/32 ПК3+00.6

Прямой седловой отвод 90/32 ПК2+66.2

Прямой седловой отвод 90/32 ПК2+16.1

Отвод №126 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=1.0м

Отвод №127 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=4.3м

Отвод №128 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=2.5м

Отвод №129 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=2.2м

Отвод №130 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=4.5м

Отвод №131 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=5.3м

Отвод №132 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=5.4м

Отвод №133 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=6.3м

Отвод №134 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=5.9м

Отвод №135 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=5.6м

Отвод №107 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=3.4м

Отвод №108 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=1.8м

Отвод №109 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=1.8м

Отвод №110 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=7.5м

Отвод №111 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=0.7м

Отвод №112 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=2.5м

Отвод №113 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=3.4м

Н.г.ст. Dy25

Н.г.ст. Dy25. Кран Dy25

СИП4 каб.св

СИП0.4кВ

4 пр.0,4 кВ каб.св.

2 каб.св.

5 каб.св.

6 каб.св.

ул. Горького

пл.25

пл.90

пл.60

22.14 б.пр.21.34

22.19 б.пр.21.39

22.03 б.пр.21.23

22.08 б.пр.21.28

22.27 б.пр.21.47

22.09 б.пр.21.29

22.21 б.пр.21.41

22.12 б.пр.21.32

22.02 б.пр.21.22

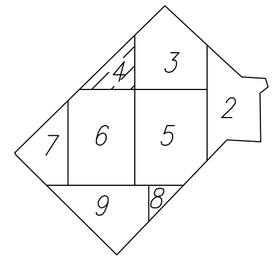
22.33 б.пр.21.33

22.20 б.пр.21.40

Условные обозначения

- проектируемый подземный газопровод низкого давления
- проектируемый надземный газопровод низкого давления
- существующий газопровод среднего давления
- существующий газопровод низкого давления
- к.т – контрольная трубка
- кадастровые границы земельных участков
- Граница охранной зоны газораспределительной сети. Согласно П.7. Постановлению Правительства РФ от 20.09.2000 г. №878 "Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей" Для газораспределительных сетей устанавливаются следующие охранные зоны:
-вдоль трасс подземных газопроводов из полиэтиленовых труб при использовании медного провода для для обозначения трассы газопровода – в виде территории ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 3 метров от газопровода со стороны провода и 2 метров – с противоположной стороны;
-вдоль трасс наружных газопроводов – в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 метров с каждой стороны газопровода.
- охранная зона ЛЭП ГУП РК "Крымэнерго"

Схема расположения листов:



						С3-2025-36-ТКР	
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым	
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата		
Нач. УПР		Баранецкий				Наружные газопроводы	Стадия: П; Лист: 4; Листов:
ГИП		Камаева					
Н. контр.		Овсянников				Планы трасс Г1	Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь
Проверил		Камаева					
Разработал		Кухарчук					

Взам. инв. N

Подп. и дата

Инв. N подл.

Формат А2

Линия сводки с Листом 2

С

Ю

5037000

5235100

Тр. Г16 ⌀90х8.2
ПЭ100 ГАЗ SDR11

90:08:130201:75

Тр. Г15 ⌀90х8.2
ПЭ100 ГАЗ SDR11

УП14-90° ПК2+19.8. Тр. Г15

Прямой седловой отвод
90/32 ПК2+78.1

Отвод №51 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=6.5м

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

0.4кВ 2пр.
2каб.св

СИП1 каб.св

Ул. Владимирская

пл.90
ел.0.8

пл.60
ел.0.8

пл.25

22.37
б.пр.21.57

22.12
б.пр.21.82

22.25
б.г.21.45

21.88
б.пр.21.08

Каб.св.

ОПГ

Прямой седловой отвод
90/32 ПК3+31.8

Отвод №53 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=3.6м

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

90:08:130201:1161

Прямой седловой отвод
90/32 ПК3+80.9

Отвод №55 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=3.3м

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

22.39
б.пр.21.59

22.23
б.пр.21.43

Н.г.ст. Dy25
Отвод №54 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=7.1м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК3+36.6

90:08:130201:1166

Прямой седловой отвод
90/32 ПК2+79.4

Н.г.ст. Dy25
Отвод №52 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=8.0м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК2+48.1

Отвод №48 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=1.8м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК1+73.2

90:08:130201:908

Прямой седловой отвод
90/32 ПК1+74.2

УП11-157° ПК1+75.2. Тр. Г15

УП12-157° ПК1+78.3. Тр. Г15

22.03
б.пр.21.41

22.21

Н.г.ст. Dy25
Отвод №50 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=2.3м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК2+13.6

УП13-90° ПК2+14.6. Тр. Г15

Прямой седловой отвод
90/32 ПК3+28.8

Отвод №49 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=2.0м

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

90:08:130201:1136

Прямой седловой отвод
90/32 ПК2+10.0

Отвод №26 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=4.9м

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

22.09
б.пр.21.29

22.15
б.пр.21.35

Тр. Г14 ⌀90х8.2
ПЭ100 ГАЗ SDR11

Прямой седловой отвод
90/32 ПК2+48.9

Отвод №28 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=2.0м

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

4 пр.0.4кВ
4каб.св

СИП1 каб.св

22.21
б.пр.21.41

каб.св.

Н.г.ст. Dy25. Кран Dy25
Отвод №25 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=5.1м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК2+05.9

90:08:1

УП10-90° ПК1+67.5. Тр. Г14

УП11-90° ПК1+71.4. Тр. Г14

Прямой седловой отвод
90/32 ПК1+71.9

УП14-178° ПК2+71.3. Тр. Г14

УП15-90° ПК2+73.3. Тр. Г14

90:08:130201:1143

Прямой седловой отвод
90/32 ПК2+90.9

Отвод №30 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=3.7м

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

УП12-90° ПК2+28.8. Тр. Г14

УП13-90° ПК2+32.1. Тр. Г14

22.30
б.пр.21.50

Н.г.ст. Dy25. Кран Dy25
Отвод №27 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=8.4м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК2+47.3

УП19-178° ПК3+20.9 Тр. Г14

УП18-90° ПК3+00.8 Тр. Г14

Прямой седловой отвод
90/32 ПК3+28.4

Отвод №31 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=1.3м

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

УП21-90° ПК3+47.6
Тр. Г14

УП22-178° ПК3+55.3
Тр. Г14

22.43
б.пр.21.63

УП16-90° ПК2+76.5 Тр. Г14

Н.г.ст. Dy25. Кран Dy25
Отвод №29 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=5.3м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК2+89.2

УП17-90° ПК2+98.0 Тр. Г14

90:08:130201:1161

Прямой седловой отвод
90/32 ПК3+80.9

Отвод №55 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=3.3м

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

Н.г.ст. Dy25
Отвод №54 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=7.1м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК3+36.6

0.4кВ 2пр.
2каб.св

Ул. Владимирская

90:08:130201:1145

4пр.0.4кВ
4каб.св

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

90:08:130201:895

Отвод №56 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=6.5м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК3+83.6

Тр. Г14 ⌀90х8.2
ПЭ100 ГАЗ SDR11

УП23-171° ПК4+41.6 Тр. Г14

УП24-169° ПК4+48.9 Тр. Г14

ФАП

90:08:130201:1164

90:08:130201:1165

90:08:130201:897

90:08:130201:900

Н.г.ст. Dy25. Кран Dy25
Отвод №34 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=8.9м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК4+24.5

УП25-90° ПК4+72.9 Тр. Г14

Переход ⌀90/63. ПК4+73.4 Тр. Г14

УП26-90° ПК4+76.8 Тр. Г14

ПК5+00.0
Вывод провода спутника под ковер

УП28-90°
ПК5+19.2 Тр. Г14

Вышка 21

22.16
б.пр.21.36

Прямой седловой отвод
63/32 ПК5+18.2

Н.г.ст. Dy25. Кран Dy25
Отвод №36 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=2.3м

90:08:130201:907

Н.г.ст. Dy25. Кран Dy25
Отвод №35 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=3.7м

Прямой седловой отвод
63/32 ПК4+92.4

УП27-90°
ПК5+10.1 Тр. Г14

Тр. Г12 ⌀108х4.0

УП15-175°
ПК3+19.7. Тр. Г12

УП16-175°
ПК3+26.7. Тр. Г12

УП17-178°
ПК3+42.9. Тр. Г12

УП18-178°
ПК3+65.3. Тр. Г12

УП19-164° ПК2+08.0. Тр. Г13

УП20-168° ПК2+16.9. Тр. Г13

УП21-90°
ПК2+59.3
Тр. Г13

УП24-90°
ПК2+81.9
Тр. Г13

УП25-168°
ПК2+89.6
Тр. Г13

Тр. Г13
⌀89х4.0

УП22-90° ПК2+61.4. Тр. Г13. Выход Г1
из земли. Переход ПЭ/Ст 90/89.
Вывод провода-спутника

УП23-90° ПК2+80.1 Тр. Г13. Опуск Г1
в землю. Переход ПЭ/Ст 90/89.
Вывод провода-спутника

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25
Отвод №32 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=8.4м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК3+32.1

УП20-90° ПК3+42.8 Тр. Г14

Н.г.ст. Dy25. Кран Dy25
Отвод №33 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=12.5м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК3+64.9

УП8-167°
ПК1+76.4. Тр. Г12

УП9-159°
ПК1+87.1. Тр. Г12

Прямой седловой отвод
110/32 ПК1+88.5

УП10-171° ПК1+95.1. Тр. Г12. Выход Г1
из земли. Переход ПЭ/Ст 110/108.
Вывод провода-спутника

Отвод №5 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=1.1м

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

УП11-90°
ПК2+09.2. Тр. Г12

УП12-90°
ПК2+12.6. Тр. Г12

УП13-174°
ПК2+20.1. Тр. Г12

УП14-174°
ПК2+25.7. Тр. Г12

0.4кВ
4пр.,2каб.св

90:08:130201:920

УП15-176°
ПК1+52.1
Тр. Г13

4пр.0.4кВ
4каб.св

Прямой седловой отвод
90/32 ПК1+52.6

Отвод №8 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=1.3м

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

УП16-135° ПК1+84.0. Тр. Г13

УП17-135° ПК1+86.4. Тр. Г13

УП18-175° ПК1+87.2. Тр. Г13

22.32
б.пр.21.52

22.18
б.пр.21.38

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

Отвод №9 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=2.5м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК1+96.8

4пр.0.4кВ
каб.св.

Тр. Г12 ⌀108х4.0

Ул. Алексеевского А

22.04
б.пр.21.24

22.10
б.пр.21.30

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25
Отвод №10 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=3.2м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК2+43.4

каб. с Крым

нед.

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25
Отвод №11 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=2.3м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК2+91.7

Линия сводки с Листом 6

Линия сводки с Листом 9

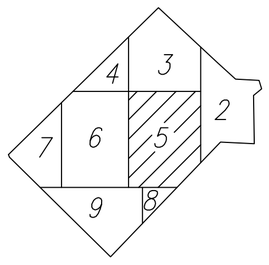
Линия сводки с Листом 8

Линия сводки с Листом 2

Условные обозначения

- проектируемый подземный газопровод низкого давления
- проектируемый надземный газопровод низкого давления
- существующий газопровод среднего давления
- существующий газопровод низкого давления
- к.т — контрольная трубка
- кадастровые границы земельных участков
- Граница охранной зоны газораспределительной сети. Согласно П.7. Постановлению Правительства РФ от 20.09.2000 г. №878 "Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей" Для газораспределительных сетей устанавливаются следующие охранные зоны:
-вдоль трасс подземных газопроводов из полиэтиленовых труб при использовании медного провода для для обозначения трассы газопровода - в виде территории ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 3 метров от газопровода со стороны провода и 2 метров - с противоположной стороны;
-вдоль трасс наружных газопроводов - в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 метров с каждой стороны газопровода.
- охранная зона ЛЭП ГУП РК "Крымэнерго"

Схема расположения листов:



							СЗ-2025-36-ТКР
							Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата		
Нач. УПР		Баранецко				Наружные газопроводы	Стадия: П; Лист: 5; Листов:
ГИП		Камаева					
Н. контр.		Обсянников				Планы трасс Г1	Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь
Проверил		Камаева					
Разработал		Кухарчук					

Взам. инв. N

Подп. и дата

Инв. N подл.

Формат А1

Линия сводки с Листом 4

С

Ю

УП17-178° ПК4+33,1 Тр. Г18

Прямой седловой отвод 90/32 ПК4+43.0

Н.г.ст. Dy25

Отвод №136 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=6.1м

УП18-175° ПК4+44,9 Тр. Г18

УП19-178° ПК4+52,0 Тр. Г18

Прямой седловой отвод 90/32 ПК4+75.5

Отвод №137 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=5.4м

Н.г.ст. Dy25

УП20-177° ПК4+89,2 Тр. Г18

Тр. Г17 ⌀90х8.2 ПЭ100 ГАЗ SDR11

ПК5+00.0 Вывод провода спутника под ковер

УП15-168° ПК4+33,3 Тр. Г17

Н.г.ст. Dy25

Отвод №114 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=4.4м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК4+52.1

Н.г.ст. Dy25

Отвод №115 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=4.6м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК4+87.4

УП21-90° ПК3+68,9 Тр. Г16

УП22-90° ПК3+71,8 Тр. Г16

90:08:130201:888

Прямой седловой отвод 90/32 ПК3+88.3

Отвод №86 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=1.3м

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

Прямой седловой отвод 90/32 ПК3+34.2

Отвод №84 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=3.5м

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

Тр. Г16 ⌀90х8.2 ПЭ100 ГАЗ SDR11

Отвод №83 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=3.9м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК3+31.4

УП23-90° ПК4+24,2 Тр. Г16

УП27-90° ПК4+50,4 Тр. Г16

Прямой седловой отвод 90/32 ПК4+51.4

Отвод №88 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=1.1м

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

90:08:130201:916

Н.г.ст. Dy25

Отвод №85 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=8.0м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК3+87.0

90:08:130201:9

УП24-90° ПК4+27,1 Тр. Г16

Н.г.ст. Dy25

Отвод №87 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=5.1м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК4+38.4

90:08:000000:4885

УП25-177° ПК4+44,8 Тр. Г16

УП26-90° ПК4+46,7 Тр. Г16

ПК5+00.0 Вывод провода спутника под ковер

УП28-90° ПК5+10,6 Тр. Г16

Прямой седловой отвод 90/32 ПК5+53.1

Отвод №91 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=8.5м

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

УП31-90° ПК5+77,3 Тр. Г16

УП32-175° ПК5+86,2 Тр. Г16

УП33-177° ПК5+91,1 Тр. Г16

УП34-177° ПК6+03,2 Тр. Г16

Прямой седловой отвод 90/32 ПК6+07.9

Отвод №94 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=1.2м

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

УП29-90° ПК5+18,5 Тр. Г16

Н.г.ст. Dy25

Отвод №90 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=2.0м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК5+22.3

90:08:130201:1171

Н.г.ст. Dy25

Отвод №92 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=1.7м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК5+58.9

УП30-90° ПК5+69,0 Тр. Г16

УП35-163° ПК6+43,0 Тр. Г16

УП36-164° ПК6+45,0 Тр. Г16

Прямой седловой отвод 90/32 ПК6+54.8

Отвод №95 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=2.5м

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

Тр. Г16 ⌀90х8.2 ПЭ100 ГАЗ SDR11

Н.г.ст. Dy25

Отвод №93 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=15.7м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК6+06.9

Прямой седловой отвод 90/32 ПК5+05.2

Отвод №59 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=4.5м

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

Тр. Г15 ⌀90х8.2 ПЭ100 ГАЗ SDR11

Прямой седловой отвод 90/32 ПК4+65.5

Отвод №58 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=3.9м

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

Н.г.ст. Dy25

Отвод №57 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=5.9м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК4+55.6

Прямой седловой отвод 90/32 ПК6+56.3

Н.г.ст. Dy25

Отвод №96 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=8.9м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК6+83.9

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

Отвод №61 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=3.5м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК5+57.2

90:08:130201:909

Прямой седловой отвод 90/32 ПК5+80.8

Отвод №63 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=1.3м

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

УП19-90° ПК6+15,1 Тр. Г15

УП21-178° ПК6+33,6 Тр. Г15

УП15-90° ПК5+51,8 Тр. Г15

УП16-90° ПК5+56,2 Тр. Г15

Прямой седловой отвод 90/32 ПК6+34.7

Отвод №64 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=2.8м

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

90:08:130201:51

Отвод №62 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=9.3м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК5+79.8

УП22-90° ПК6+35,7 Тр. Г15

90:08:130201:1173

УП23-90° ПК6+38,0 Тр. Г15

УП17-177° ПК5+84,7 Тр. Г15

УП18-176° ПК5+97,3 Тр. Г15

УП20-90° ПК6+17,5 Тр. Г15

Тр. Г15 ⌀90х8.2 ПЭ100 ГАЗ SDR11

90:08:130201:56

Н.г.ст. Dy25

Отвод №65 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=5.4м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК6+39.7

Прямой седловой отвод 90/32 ПК6+91.0

Отвод №67 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=4.0м

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

УП24-90° ПК7+11,4 Тр. Г15

УП25-90° ПК7+14,3 Тр. Г15

Н.г.ст. Dy25

Отвод №66 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=5.8м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК6+83.7

90:08:130201:114

Н.г.ст. Dy25

Отвод №60 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=5.6м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК5+23.6

90:08:130201:6

Н.г.ст. Dy25

Отвод №37 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=1.7м

Прямой седловой отвод 63/32 ПК6+26.3

УП32-175° ПК6+00.3 Тр. Г14

УП34-175° ПК6+28.8 Тр. Г14

УП33-90° ПК6+02.3 Тр. Г14

УП29-90° ПК5+62.6 Тр. Г14

УП30-90° ПК5+65.6 Тр. Г14

УП31-90° ПК5+90.0 Тр. Г14

Линия сводки с Листом 7

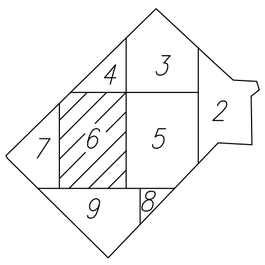
Линия сводки с Листом 5

Линия сводки с Листом 9

Условные обозначения

- проектируемый подземный газопровод низкого давления
- проектируемый надземный газопровод низкого давления
- существующий газопровод среднего давления
- существующий газопровод низкого давления
- к.т – контрольная трубка
- кадастровые границы земельных участков
- Граница охранной зоны газораспределительной сети. Согласно П.7. Постановлению Правительства РФ от 20.09.2000 г. №878 "Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей" Для газораспределительных сетей устанавливаются следующие охранные зоны:
-вдоль трасс подземных газопроводов из полиэтиленовых труб при использовании медного провода для для обозначения трассы газопровода – в виде территории ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 3 метров от газопровода со стороны провода и 2 метров – с противоположной стороны;
-вдоль трасс наружных газопроводов – в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 метров с каждой стороны газопровода.
- охранная зона ЛЭП ГУП РК "Крымэнерго"

Схема расположения листов:



						СЗ-2025-36-ТКР	
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым	
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата		
Нач. УПР		Баранецкий				Наружные газопроводы	Стадия: П; Лист: 6; Листов:
ГИП		Камаева					
Н. контр.		Овсянников				Планы трасс Г1	Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь
Проверил		Камаева					
Разработал		Кухарчук					

Взам. инв. N | Подп. и дата | Инв. N подл.

Формат А1

С

Ю

5234400

5036950

5234550

5036700

Тр. Г18 ⌀90х8.2
ПЭ100 ГАЗ SDR11

УП21-176°
ПК5+18,1. Тр. Г18

УП22-173°
ПК5+24,2. Тр. Г18

УП23-176°
ПК5+50,5. Тр. Г18

4 каб. св.

4 пр.0,4 кВ

мусор

Прямой седловой отвод
90/32 ПК7+57.7

Отвод №138 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=4.2м

Н.г.ст. Dy25

УП24-177°
ПК5+63,3. Тр. Г18

УП25-156°
ПК5+80,3. Тр. Г18

УП26-135°
ПК5+87,6. Тр. Г18

УП27-162°
ПК5+94,3. Тр. Г18

УП28-176° ПК6+26,7. Тр. Г18

ПК5+00.0
Вывод провода спутника под кювер

Прямой седловой отвод
90/32 ПК6+37.7

Отвод №139 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=5.0м

Н.г.ст. Dy25

Отвод №116 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=5.7м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК5+61.2

Тр. Г17 ⌀90х8.2
ПЭ100 ГАЗ SDR11

ПК5+00.0
Вывод провода спутника под кювер

90:08:130201:121

Прямой седловой отвод
90/32 ПК6+87.1

Отвод №140 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=4.5м

Тр. Г18 ⌀90х8.2 ПЭ100 ГАЗ SDR11

УП29-90° ПК7+31,3. Тр. Г18

УП30-90° ПК7+34,6. Тр. Г18

Прямой седловой отвод
90/32 ПК7+15.1

Отвод №141 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=4.8м

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

УП31-178° ПК7+44,1. Тр. Г18

Прямой седловой отвод
90/32 ПК7+47.6

Отвод №142 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=1.5м

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

УП32-90° ПК7+49,1. Тр. Г18

Кран dy80 под кювер

Вывод провода-спутника под кювер

Футляр ⌀225х20.5 L=8,1м

УП21-90° ПК7+79,1. Тр. Г17

Вывод провода-спутника под кювер

Футляр ⌀225х20.5 ПЭ100 ГАЗ SDR11
L=13,9м

13,9м - прокладка метдом ННБ

К.тр. Г17. ПК7+96.7
К.тр. Г19. ПК5+37.5. Вывод
провода-спутника под кювер

УП20-90°
ПК7+76,9. Тр. Г17

Кран dy80 под кювер

Тройник ⌀90. ПК7+59.7. Тр. Г17.
К.тр. Г18. ПК7+61.4. Вывод
провода-спутника под кювер

Тр. Г17 ⌀90х8.2 ПЭ100 ГАЗ SDR11

УП16-90° ПК6+56,3
Тр. Г17

УП17-90° ПК6+58,7. Тр. Г17

УП18-90° ПК6+64,8. Тр. Г17

УП19-90° ПК6+67,3. Тр. Г17

Прямой седловой отвод
90/32 ПК6+81.2

Отвод №118 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=2.6м

Н.г.ст. Dy25. Кран Dy25

Отвод №117 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=10.9м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК6+23.2

Отвод №119 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=9.9м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК7+27.4

Н.г.ст. Dy25. Кран Dy25

Отвод №120 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=2.4м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК7+54.3

Тр. Г19 ⌀90х8.2
ПЭ100 ГАЗ SDR11

Футляр ⌀225х20.5 ПЭ100 ГАЗ SDR11
L=22,6м

Тройник ⌀90. ПК3+92.9. Тр. Г19. К.тр. Г16.
ПК8+30.9. Вывод провода-спутника под кювер

УП9-178° ПК3+76,0. Тр. Г19

УП37-177° ПК7+11,3. Тр. Г16

Прямой седловой отвод
90/32 ПК7+13.9

Отвод №98 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=2.7м

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

УП38-178° ПК7+25,4. Тр. Г16

УП39-170° ПК7+45,5. Тр. Г16

90:08:130201:1146

Прямой седловой отвод
90/32 ПК7+59.4

Отвод №99 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=2.2м

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25

УП40-173° ПК7+64,9. Тр. Г16

Прямой седловой отвод
90/32 ПК7+87.2

Отвод №101 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=1.9м

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

УП41-90° ПК7+88,7. Тр. Г15

Кран dy80 под кювер

90:08:130201:906

Отвод №97 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=9.1м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК7+12.9

Тр. Г16 ⌀90х8.2
ПЭ100 ГАЗ SDR11

Отвод №100 ⌀32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=9.9м

Прямой седловой отвод
90/32 ПК7+60.4

УП42-90° ПК7+97,3. Тр. Г16

УП43-174° ПК8+00,3. Тр. Г16

Н.г.ст. Dy25. Кран Dy25

Отвод №102 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=1.9м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК8+02.3

УП44-171° ПК8+04,4. Тр. Г16

Вывод провода-спутника под кювер

Линия сводки с Листом 6

Линия сводки с Листом 9

Условные обозначения

- проектируемый подземный газопровод низкого давления
- проектируемый надземный газопровод низкого давления
- существующий газопровод среднего давления
- существующий газопровод низкого давления

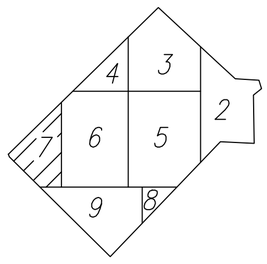
к.т – контрольная трубка

– кадастровые границы земельных участков

– Граница охранной зоны газораспределительной сети. Согласно П.7. Постановлению Правительства РФ от 20.09.2000 г. №878 "Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей" Для газораспределительных сетей устанавливаются следующие охранные зоны:
-вдоль трасс подземных газопроводов из полиэтиленовых труб при использовании медного провода для для обозначения трассы газопровода – в виде территории ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 3 метров от газопровода со стороны провода и 2 метров – с противоположной стороны;
-вдоль трасс наружных газопроводов – в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 метров с каждой стороны газопровода.

– охранная зона ЛЭП ГУП РК "Крымэнерго"

Схема расположения листов:



						СЗ-2025-36-ТКР	
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым	
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата		
Нач. УПР		Баранецко				Наружные газопроводы	Стадия: П; Лист: 7; Листов:
ГИП		Камаева					
Н. контр.		Овсянников				Планы трасс Г1	Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь
Проверил		Камаева					
Разработал		Кухарчук					

Взам. инв. N | Подп. и дата | Инв. N подл.

Формат А1

Линия сводки с Листом 5

С

Ю

Линия сводки с Листом 9

УП19-177° ПК3+73,4. Тр. Г1.2

УП20-177° ПК3+85,0. Тр. Г1.2

УП21-177° ПК3+93,0. Тр. Г1.2

Тр. Г1.2 ф108х4,0

УП22-91° ПК4+19,7. Тр. Г1.2

УП23-94° ПК4+21,6. Тр. Г1.2

УП24-175° ПК4+25,9. Тр. Г1.2

УП25-178° ПК4+30,2. Тр. Г1.2

УП27.1-90° ПК4+53,1. Тр. Г1.2

УП26-90° ПК4+52,2.
Тр. Г1.2. Опуск Г1 в землю.
Переход ПЭ/Ст 110/108.
Вывод провода-спутника

УП26-168° ПК3+00,0. Тр. Г1.3. Выход Г1 из земли. Переход ПЭ/Ст 90/

Тр. Г1.3 ф89х4,0

УП27-178° ПК3+20,0. Тр. Г1.3

Кран Dy25.
Заглушка Dy25
Отвод №12 ПК3+29.0
ф25х2.8, L=0,5м

УП28-90° ПК3+35,1. Тр. Г1.3. Опуск Г1
в землю. Переход ПЭ/Ст 90/89.
Вывод провода-спутника

УП29-90° ПК3+37,3. Тр. Г1.3

УП30-90° ПК3+65,4. Тр. Г1.3

УП31-90° ПК3+70,0. Тр. Г1.3

УП32-90° ПК4+04,6. Тр. Г1.3

УП33-90° ПК4+06,9. Тр. Г1.3

УП34-168° ПК4+08,9. Тр. Г1.3

УП35-169° ПК4+17,0. Тр. Г1.3

90:08:130201:1168

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25
Отвод №13 ф32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=3.7м
Прямой седловой отвод 90/32 ПК4+32.2

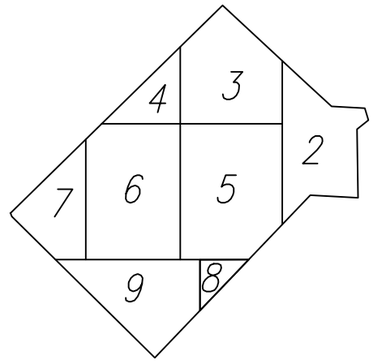
УП36-168° ПК4+41,7. Тр. Г1.3

УП37-169° ПК4+42,6. Тр. Г1.3

Н.г.ст. Dy25
Кран Dy25
Отвод №14 ф32х3.0
ПЭ100 SDR11, L=1.7м
Прямой седловой отвод
90/32 ПК4+56.3

ул. Алексеевского

Схема расположения листов:



Условные обозначения

- проектируемый подземный газопровод низкого давления
- проектируемый надземный газопровод низкого давления
- существующий газопровод среднего давления
- существующий газопровод низкого давления
- к.т – контрольная трубка
- кадастровые границы земельных участков
- Граница охранной зоны газораспределительной сети. Согласно П.7. Постановлению Правительства РФ от 20.09.2000 г. №878 "Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей" Для газораспределительных сетей устанавливаются следующие охранные зоны:
-вдоль трасс подземных газопроводов из полиэтиленовых труб при использовании медного провода для для обозначения трассы газопровода – в виде территории ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 3 метров от газопровода со стороны провода и 2 метров – с противоположной стороны;
-вдоль трасс наружных газопроводов – в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 метров с каждой стороны газопровода.
- охранная зона ЛЭП ГУП РК "Крымэнерго"

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	СЗ-2025-36-ТКР		
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым		
Нач. УПР		Бараненко				Наружные газопроводы	Стадия: П	Лист: 8	Листов:
ГИП		Камаева						
Н. контр.		Овсянников				Планы трасс Г1	Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь	
Проверил		Камаева						
Разработал		Кухарчук						

Взам. инв. N

Подп. и дата

Инв. N подл.

Формат А3

Линия сводки с Листом 7

Линия сводки с Листом 6

Линия сводки с Листом 5

Линия сводки с Листом 8

С

Ю

5234500

5503660

5234850

5234500

5503640

УП8-178° ПК3+31.7 Тр Г19

Тр Г19 ⌀90х8.2 ПЭ100 ГАЗ SDR11

Вывод провода-спутника под кабер

Тр Г15 ⌀90х8.2 ПЭ100 ГАЗ SDR11

Прямой седловой отвод 90/32 ПК7+37.0

Отвод №68 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=17м

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

УП28-177° ПК7+41.5 Тр Г15

УП28-178° ПК7+48.4 Тр Г15

Прямой седловой отвод 90/32 ПК7+70.1

Отвод №70 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=7.9м

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

1кВ, 2каб.св 2пр

4пр.0,4кВ 4каб.св

УП26-178° ПК7+22.7 Тр Г15

УП27-177° ПК7+34.1 Тр Г15

УП29-90° ПК7+49.4 Тр Г15

УП30-90° ПК7+56.3 Тр Г15

0,4кВ 2пр 2каб.св

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

Отвод №69 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=0.9м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК7+57.3

Кран dy80 под кабер

Тройник ⌀90 ПК2+81.2 Тр Г19 К.тр Г15 ПК8+10.5

Вывод провода спутника под кабер

УП7-178° ПК2+78.2 Тр Г19

Футляр ⌀225х20.5 ПЭ100 ГАЗ SDR11 L=14,9м

УП6-90° ПК2+22.0 Тр Г19

УП5-90° ПК2+19.1 Тр Г19

Кран dy50 под кабер

Вывод провода-спутника под кабер

Тройник ⌀90/63 ПК1+73.2 Тр Г19 К.тр Г14 ПК8+51.5

Вывод провода спутника под кабер

Футляр ⌀160х14.6 ПЭ100 ГАЗ SDR11 L=16,3м

Тр Г19 ⌀90х8.2 ПЭ100 ГАЗ SDR11

УП35-176° ПК7+05.7 Тр Г14

УП36-135° ПК7+07.7 Тр Г14

УП37-135° ПК7+09.8 Тр Г14

Тр Г14 ⌀63х5.8 ПЭ100 ГАЗ SDR11

0,4кВ 3каб.св 4пр

90:08:130201:1140

Н.г.ст. Dy25

Отвод №38 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=2.7м

Прямой седловой отвод 63/32 ПК6+57.4

Н.г.ст. Dy25

Отвод №39 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=2.4м

Прямой седловой отвод 63/32 ПК6+82.4

УП38-175° ПК7+32.9 Тр Г14

90:08:130201:910

0,4кВ 3каб.св 4пр

90:08:130201:1155

Н.г.ст. Dy25

Отвод №40 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=13м

Прямой седловой отвод 63/32 ПК7+11.8

УП39-90° ПК7+75.5 Тр Г14

УП40-90° ПК7+82.7 Тр Г14

Тр Г14 ⌀63х5.8 ПЭ100 ГАЗ SDR11

УП42-90° ПК8+13.6 Тр Г14

УП41-90° ПК8+06.3 Тр Г14

УП43-177° ПК8+17.1 Тр Г14

Н.г.ст. Dy25

Отвод №41 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=18м

Прямой седловой отвод 63/32 ПК7+40.6

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

Отвод №43 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=3.3м

Прямой седловой отвод 63/32 ПК8+14.0

Н.г.ст. Dy25

Отвод №42 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=2.0м

Прямой седловой отвод 63/32 ПК7+64.0

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

Отвод №43 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=15м

Прямой седловой отвод 63/32 ПК8+15.1

УП27-90° ПК4+91.7 Тр Г12 Выход Г1 из земли. Переход ПЭ/Ст 110/108 Вывод провода-спутника

УП28-90° ПК4+94.1 Тр Г12

90:08:130201:43

90:08:130201:30

Тр Г12 ⌀108х4.0

УП38-90° ПК5+08.1 Тр Г13

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

Отвод №15 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=15м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК5+00.2

4пр.0,4кВ 3каб.св

90:08:130201:902

УП39-90° ПК5+08.7 Тр Г13 Выход Г1 из земли. Переход ПЭ/Ст 90/89. Вывод провода-спутника

Тр Г13 ⌀89х4.0

УП29-90° ПК6+32.2 Тр Г12

УП30-90° ПК6+33.3 Тр Г12

130201:889

УП31-178° ПК6+73.1 Тр Г12 Кран dy100 Опуск Г1 в землю. Переход ПЭ/Ст 110/108. Вывод провода-спутника

Тройник ⌀110 Переход ⌀110х90 ПК0+17.2 Тр Г19 К.тр Г12 ПК6+78.3 Вывод провода спутника под кабер

Тр Г12 ⌀108х4.0

Кран Dy25 Заглушка Dy25

Отвод №16 ПК5+52.0 ⌀25х2.8, L=0.5м

УП40-178° ПК5+60.1 Тр Г13 Опуск Г1 в землю. Переход ПЭ/Ст 90/89. Вывод провода-спутника

УП40-177° ПК5+63.8 Тр Г13

Тр Г13 ⌀90х8.2 ПЭ100 ГАЗ SDR11

90:08:130201:1160

УП41-177° ПК5+92.7 Тр Г13

УП42-163° ПК6+02.2 Тр Г13

Н.г.ст. Dy25 Кран Dy25

Отвод №17 ⌀32х3.0 ПЭ100 SDR11, L=3.0м

Прямой седловой отвод 90/32 ПК6+04.2

УП43-169° ПК6+05.1 Тр Г13

УП44-176° ПК6+08.4 Тр Г13

УП45-173° ПК6+25.7 Тр Г13

УП46-174° ПК6+32.8 Тр Г13

Кран dy80 под кабер

К.тр Г13 ПК6+39.4 К.тр Г19 ПК0+00.0 Вывод провода-спутника под кабер

Футляр ⌀225х20.5 ПЭ100 ГАЗ SDR11 L=14,6м

УП4-174° ПК0+66.7 Тр Г19

УП3-172° ПК0+64.5 Тр Г19

УП2-90° ПК0+57.2 Тр Г19

Вывод провода-спутника под кабер

Футляр ⌀225х20.5 ПЭ100 ГАЗ SDR11 L=14,3м

УП1-90° ПК0+33.5 Тр Г19

Вывод провода-спутника под кабер

90:08:130201:1155

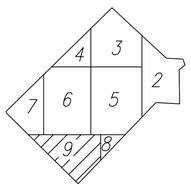
90:08:130201:1160

90:08:000000:3722

Условные обозначения

- проектируемый подземный газопровод низкого давления
- проектируемый надземный газопровод низкого давления
- существующий газопровод среднего давления
- существующий газопровод низкого давления
- к.т контрольная трубка
- кадастровые границы земельных участков
- Граница охранной зоны газораспределительной сети. Согласно П.7. Постановлению Правительства РФ от 20.09.2000 г. №878 "Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей" Для газораспределительных сетей устанавливаются следующие охранные зоны:
-вдоль трасс подземных газопроводов из полиэтиленовых труб при использовании медного провода для для обозначения трассы газопровода – в виде территории ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 3 метров от газопровода со стороны провода и 2 метров – с противоположной стороны;
-вдоль трасс наружных газопроводов – в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 метров с каждой стороны газопровода.
- охранная зона ЛЭП ГУП РК "Крымэнерго"

Схема расположения листов:



Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата
Нач. ЧПР		Баранецкий			
ГИП		Камаева			
Н. контр.		Овсянников			
Проверил		Камаева			
Разработал		Кухарчук			

СЗ-2025-36-ТКР

Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым

Наружные газопроводы

Стадия	Лист	Листов
П	9	

Планы трасс Г1

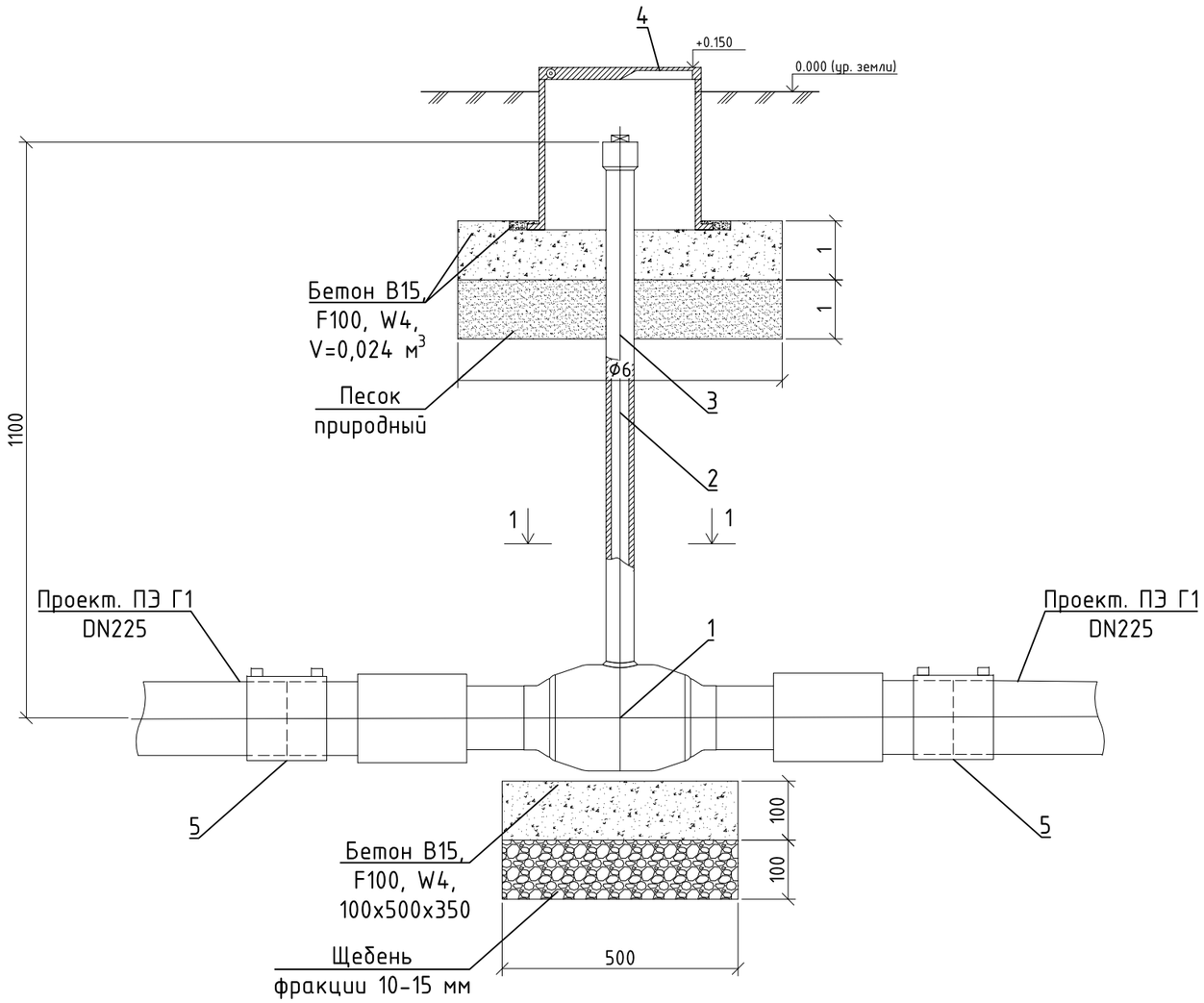
Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь

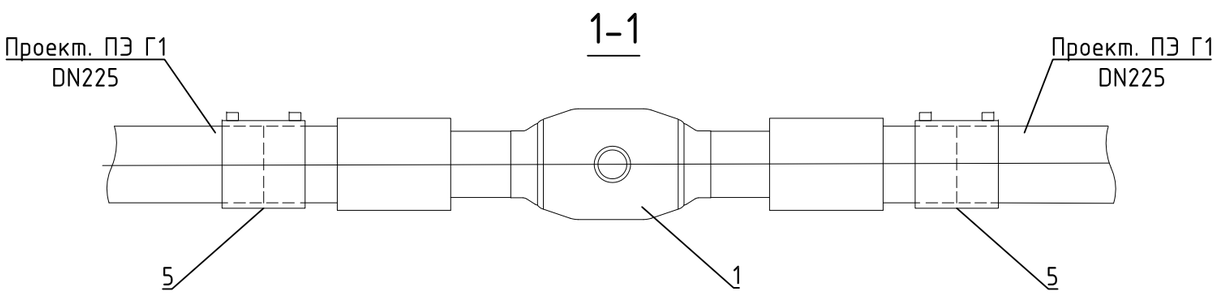
Взам. инв. N

Подп. и дата

Инв. N подл.

Формат А1





Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса ед. кг	Примечание
1	КШ.Ц.ПЭ.GAS.200.016.П/П.02 H=1100мм	Кран шаровый полнопроходной с удлиненным шпинделем для подземной установки с полиэтиленовымы патрубками DN200 Ру16 (в комплекте с Т-ключом), шт	1		
2		Приводная штанга для управлением краном (в комплекте с краном), шт	1		
3		Защитная труба (в комплекте с краном), шт	1		
4	ТУ 400-28-71-94	Ковер газовый (в комплекте с краном), шт	1		
5	ГОСТ 58121.3-2018	Муфта с ЗН ПЭ100 ГАЗ SDR11 DN225	2		
		Бетон В15, F100, W4, $м^3$	0,0415		
		Песок природный, $м^3$	0,024		
		Щебень фракции 10-15 мм, $м^3$	0,018		

Примечания:

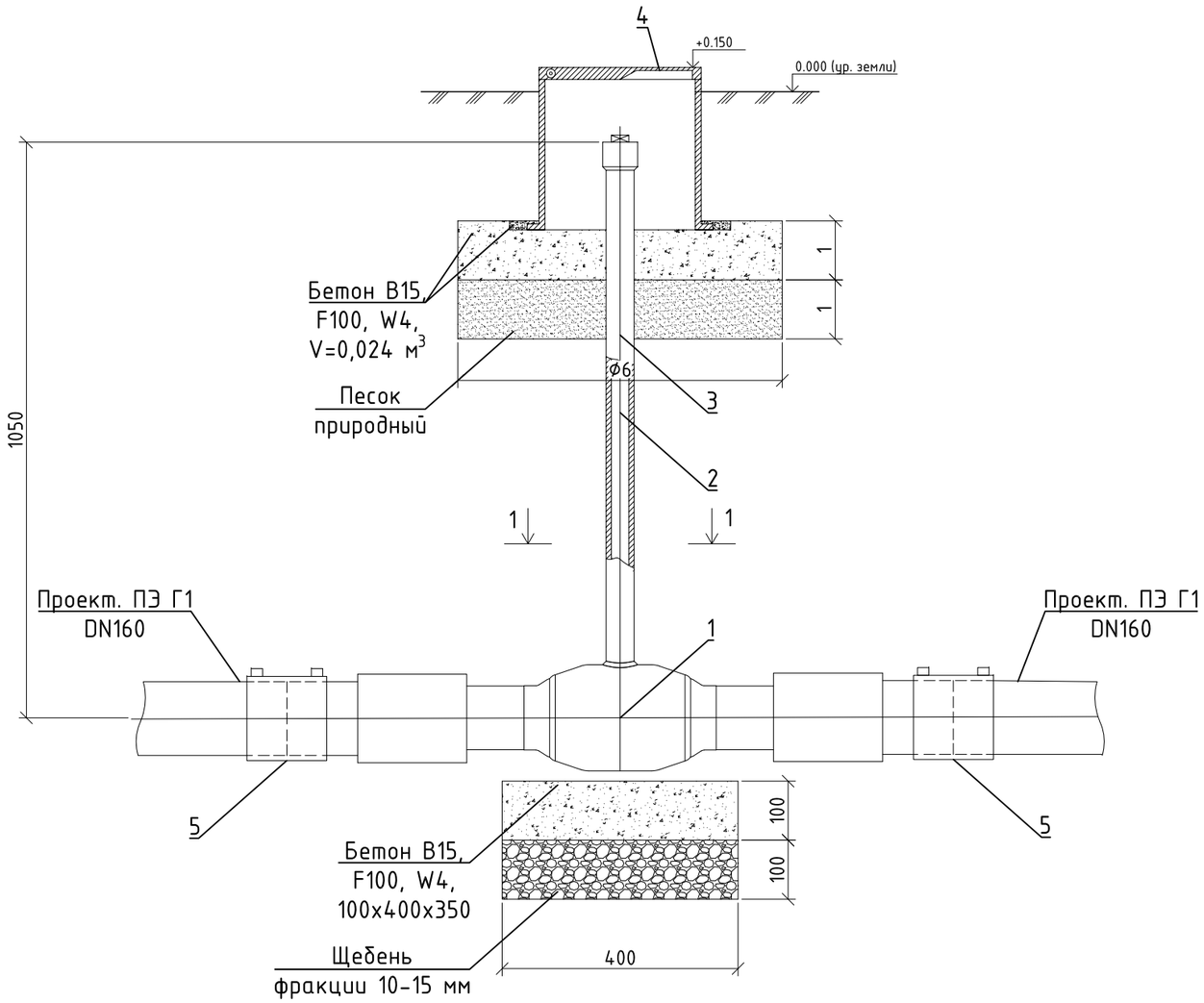
1. При заказе комплекта крана указать, что защита от коррозии металлических поверхностей должна быть выполнена в заводских условиях типа "усиленная";
2. Кран приваривается к проектируемому газопроводу с помощью ПЭ муфт с обязательным сохранением соосности патрубков крана и газопровода. Затем кран охладить, не закрывая до полного остывания.
3. Под крановый узел выполнить предварительную бетонную подготовку по утрамбованному щебню. После монтажа оборудования произвести засыпку песчаным грунтом с послойным уплотнением.
4. Длину штока с защитной трубой уточнять при заказе оборудования

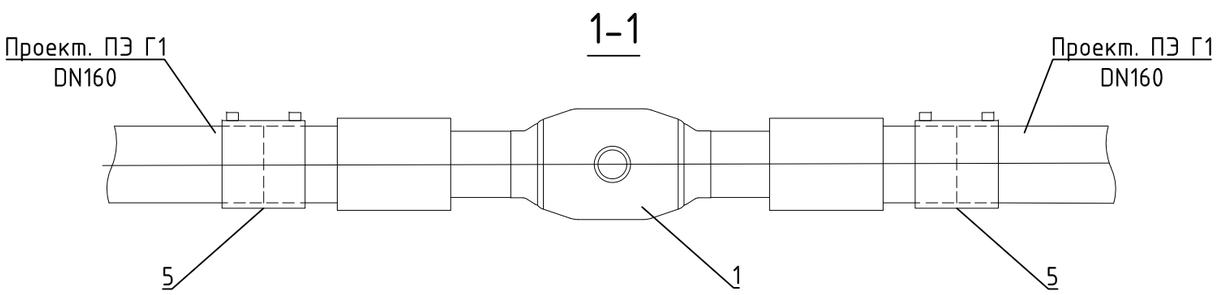
						СЗ-2025-36-ТКР
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	
Нач. УПР		Баранецко				Наружные газопроводы
ГИП		Камаева				
Н. контр.		Овсянников				Узел установки стального крана DN200 с удлиненным штоком с ПЭ патрубками под ковер
Проверил		Кухарчук				
Разработал		Пивовар				

Стадия	Лист	Листов
П	10	

Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь

Формат А3





Спецификация

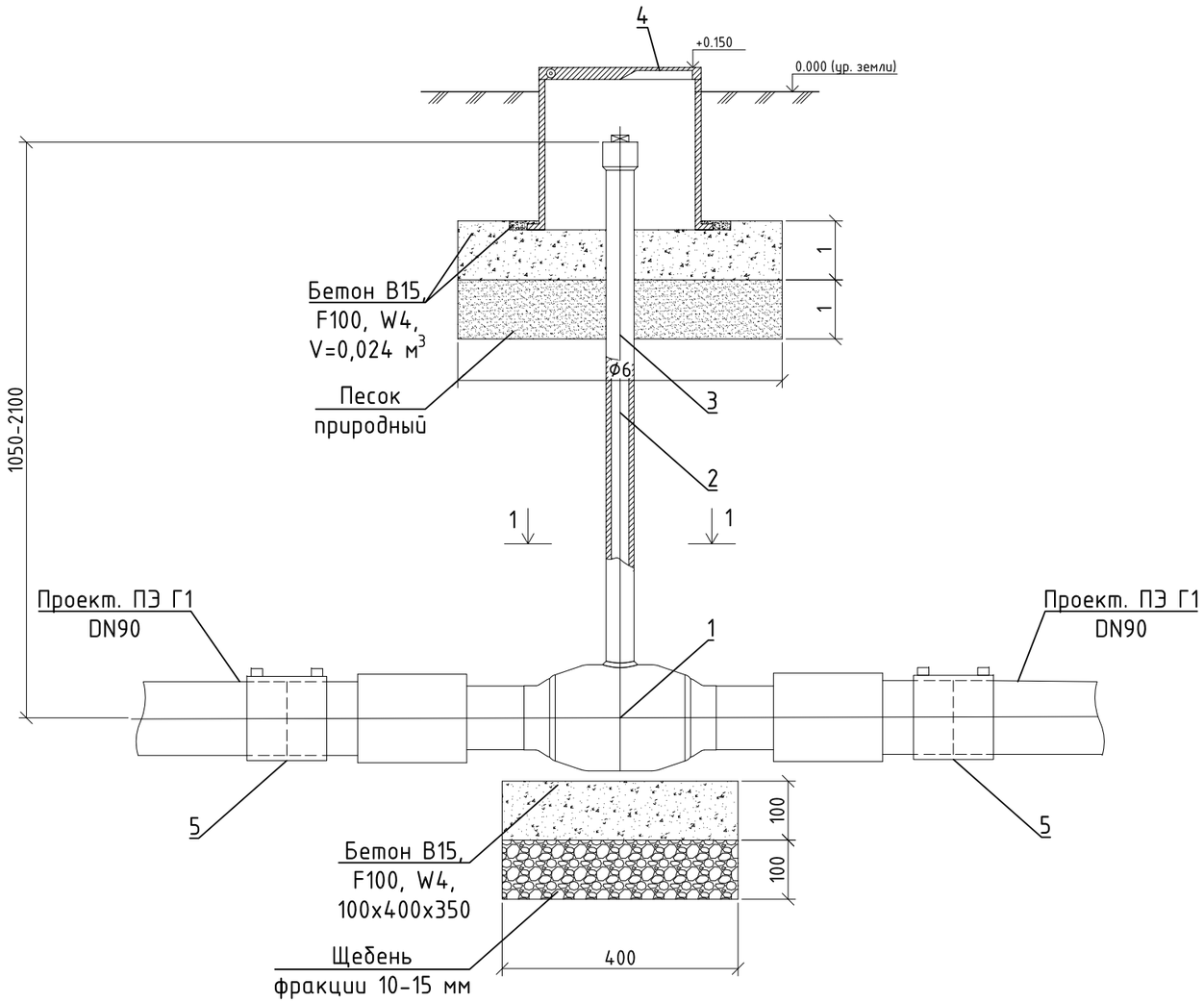
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса ед. кг	Примечание
1	КШ.Ц.ПЭ.GAS.150.016.П/П.02 H=1050мм	Кран шаровый полнопроходной с удлиненным шпинделем для подземной установки с полиэтиленовымы патрубками DN150 Ру16 (в комплекте с Т-ключом), шт	1		
2		Приводная штанга для управлением краном (в комплекте с краном), шт	1		
3		Защитная труба (в комплекте с краном), шт	1		
4	ТУ 400-28-71-94	Ковер газовый (в комплекте с краном), шт	1		
5	ГОСТ 58121.3-2018	Муфта с ЗН ПЭ100 ГАЗ SDR11 DN160	2		
		Бетон В15, F100, W4, $м^3$	0,038		
		Песок природный, $м^3$	0,024		
		Щебень фракции 10-15 мм, $м^3$	0,014		

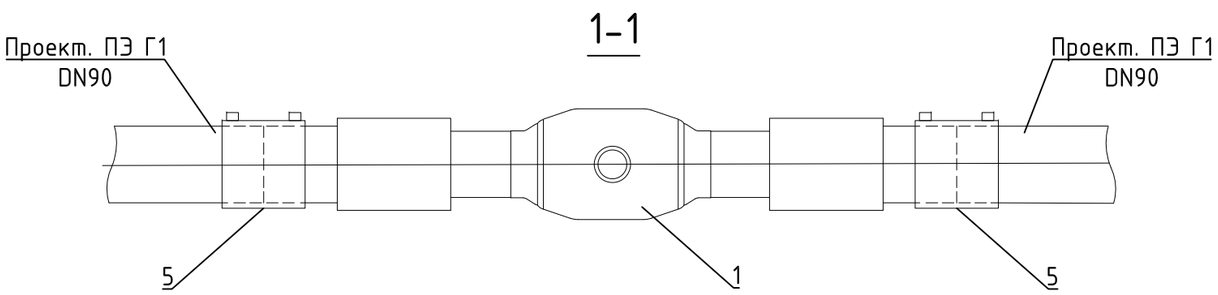
Примечания:

1. При заказе комплекта крана указать, что защита от коррозии металлических поверхностей должна быть выполнена в заводских условиях типа "усиленная";
2. Кран приваривается к проектируемому газопроводу с помощью ПЭ муфт с обязательным сохранением соосности патрубков крана и газопровода. Затем кран охладить, не закрывая до полного остывания.
3. Под крановый узел выполнить предварительную бетонную подготовку по утрамбованному щебню. После монтажа оборудования произвести засыпку песчаным грунтом с послойным уплотнением.
4. Длину штока с защитной трубой уточнять при заказе оборудования

						СЗ-2025-36-ТКР
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	
Нач. УПР		Баранецко				Наружные газопроводы
ГИП		Камаева				Стадия: П; Лист: 11; Листов:
Н. контр.		Овсянников				Узел установки стального крана DN150 с удлиненным штоком с ПЭ патрубками под ковер
Проверил		Кухарчук				Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь
Разработал		Пивовар				

Формат А3





Спецификация

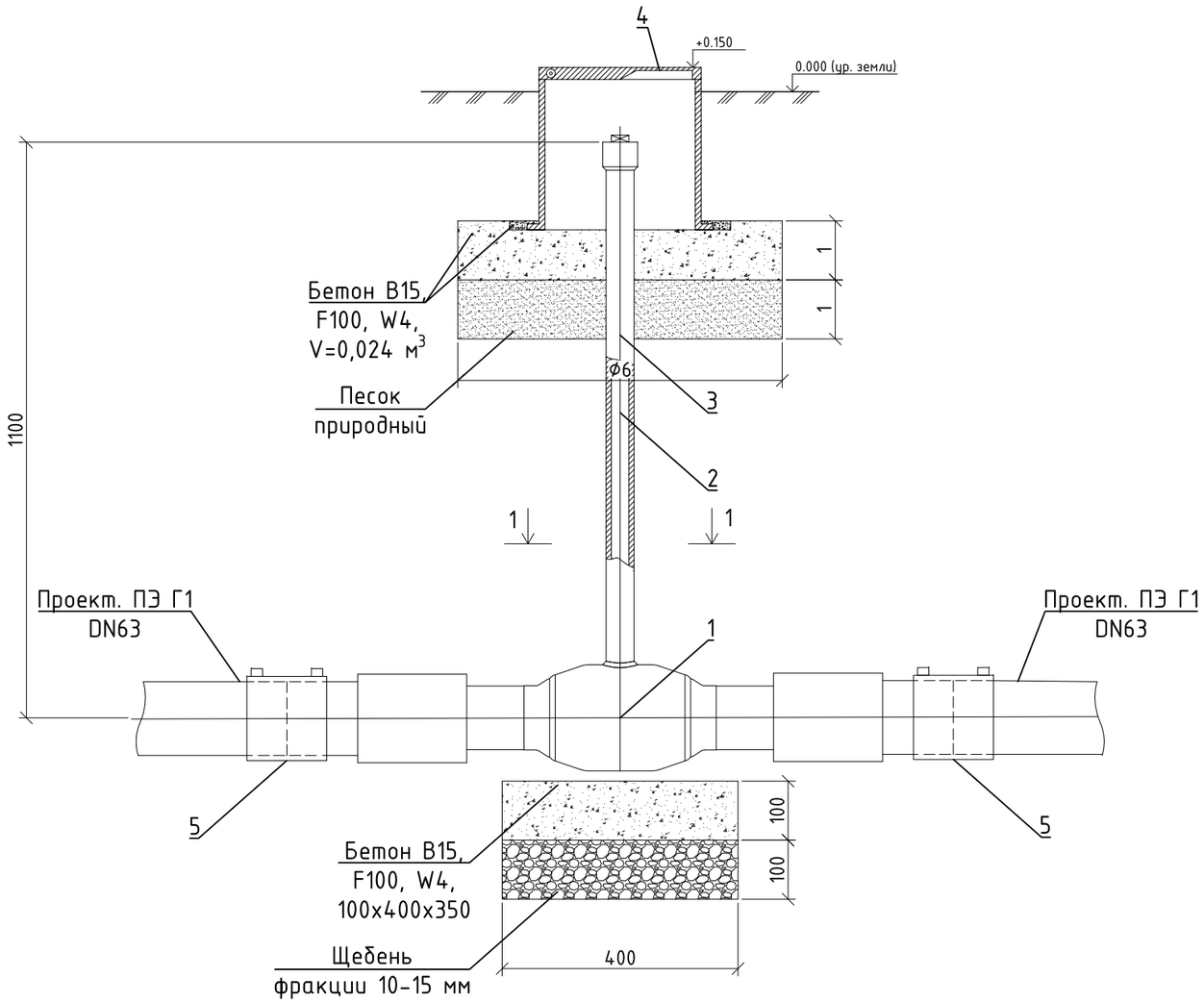
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса ед. кг	Примечание
1	КШ.Ц.ПЭ.GAS.080.016.П/П.02 H=1050-2100мм	Кран шаровый полнопроходной с удлиненным шпинделем для подземной установки с полиэтиленовымы патрубками DN80 Ру16 (в комплекте с Т-ключом), шт	1		
2		Приводная штанга для управлением краном (в комплекте с краном), шт	1		
3		Защитная труба (в комплекте с краном), шт	1		
4	ТУ 400-28-71-94	Ковер газовый (в комплекте с краном), шт	1		
5	ГОСТ 58121.3-2018	Муфта с ЗН ПЭ100 ГАЗ SDR11 DN90	2		
		Бетон В15, F100, W4, $м^3$	0,038		
		Песок природный, $м^3$	0,024		
		Щебень фракции 10-15 мм, $м^3$	0,014		

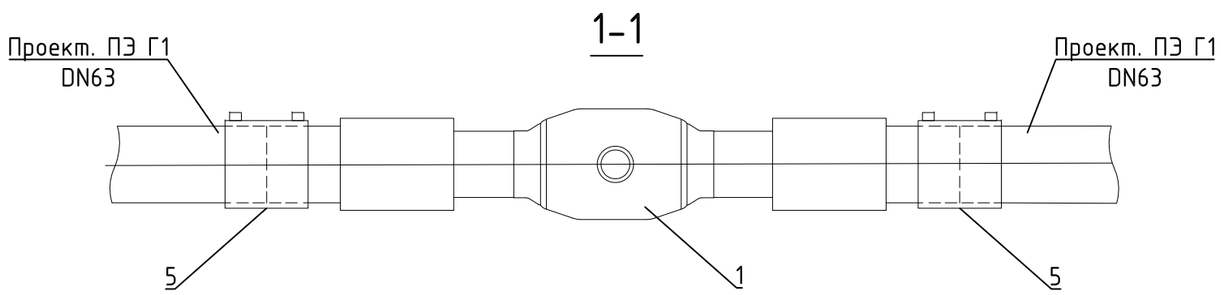
Примечания:

1. При заказе комплекта крана указать, что защита от коррозии металлических поверхностей должна быть выполнена в заводских условиях типа "усиленная";
2. Кран приваривается к проектируемому газопроводу с помощью ПЭ муфт с обязательным сохранением соосности патрубков крана и газопровода. Затем кран охладить, не закрывая до полного остывания.
3. Под крановый узел выполнить предварительную бетонную подготовку по утрамбованному щебню. После монтажа оборудования произвести засыпку песчаным грунтом с послойным уплотнением.
4. Длину штока с защитной трубой уточнять при заказе оборудования

						СЗ-2025-36-ТКР
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	
Нач. УПР		Баранецко				Наружные газопроводы
ГИП		Камаева				Стадия: П; Лист: 12; Листов:
Н. контр.		Овсянников				Узел установки стального крана DN80 с удлиненным штоком с ПЭ патрубками под ковер
Проверил		Кухарчук				Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь
Разработал		Пивовар				

Формат А3





Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса ед. кг	Примечание
1	КШ.Ц.ПЭ.GAS.050.016.П/П.02 H=1100мм	Кран шаровый полнопроходной с удлиненным шпинделем для подземной установки с полиэтиленовымы патрубками DN50 Ру16 (в комплекте с Т-ключом), шт	1		
2		Приводная штанга для управлением краном (в комплекте с краном), шт	1		
3		Защитная труба (в комплекте с краном), шт	1		
4	ТУ 400-28-71-94	Ковер газовый (в комплекте с краном), шт	1		
5	ГОСТ 58121.3-2018	Муфта с ЗН ПЭ100 ГАЗ SDR11 DN63	2		
		Бетон В15, F100, W4, $м^3$	0,038		
		Песок природный, $м^3$	0,024		
		Щебень фракции 10-15 мм, $м^3$	0,014		

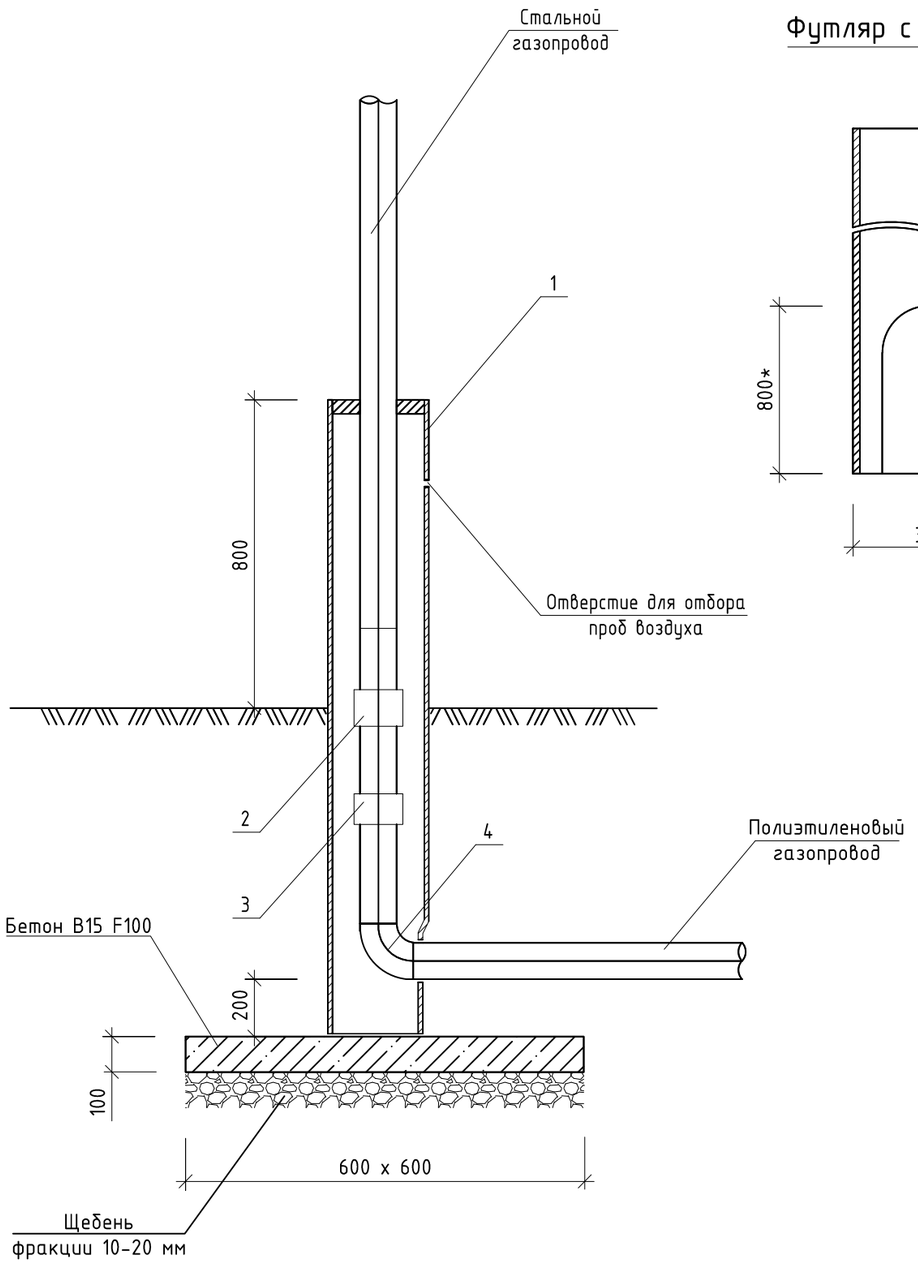
Примечания:

1. При заказе комплекта крана указать, что защита от коррозии металлических поверхностей должна быть выполнена в заводских условиях типа "усиленная";
2. Кран приваривается к проектируемому газопроводу с помощью ПЭ муфт с обязательным сохранением соосности патрубков крана и газопровода. Затем кран охладить, не закрывая до полного остывания.
3. Под крановый узел выполнить предварительную бетонную подготовку по утрамбованному щебню. После монтажа оборудования произвести засыпку песчаным грунтом с послойным уплотнением.
4. Длину штока с защитной трубой уточнять при заказе оборудования

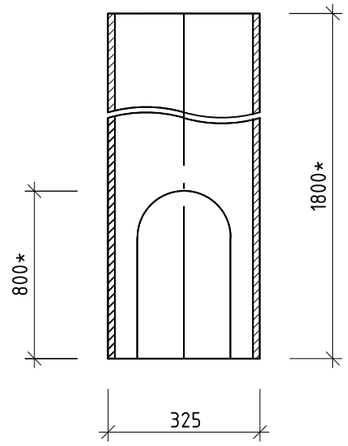
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	СЗ-2025-36-ТКР			
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым			
Нач. УПР		Баранецко				Наружные газопроводы	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Камаева					П	13	
Н. контр.		Овсянников				Узел установки стального крана DN50 с удлиненным штоком с ПЭ патрубками под ковер	Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь		
Проверил		Кухарчук							
Разработал		Пивовар							

Формат А3

Узел перехода ПЭ/сталь



Футляр с вырезом



Спецификация элементов перехода ПЭ/сталь

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса ед. кг	Примечание
Узел перехода ПЭ/СТ 225/ 219					
1	ГОСТ 10704-91*	Футляр из трубы ф325 х 8,0 мм, шт.	1	112,6	L=1800
2	ГОСТ Р 58121.3-2018	ПЭ100 / Ст "ГАЗ" - 225/219 шт.	1		
3	ГОСТ Р 58121.3-2018	Муфта ПЭ100 ГАЗ SDR11 - ф225, шт.	1		
4	ГОСТ Р 58121.3-2018	Отвод 90 ПЭ100 ГАЗ SDR11 с ЗН - ф225	1		
		Бетон В15, F100, W4, м^3	0,036		основание
		Щебень фр. 10-20 мм, м^3	0,036		подсыпка
		Песчаная засыпка футляра, м^3	0,56		
		Изоляция футляра, м.	1,8		

* - размеры уточнить по месту

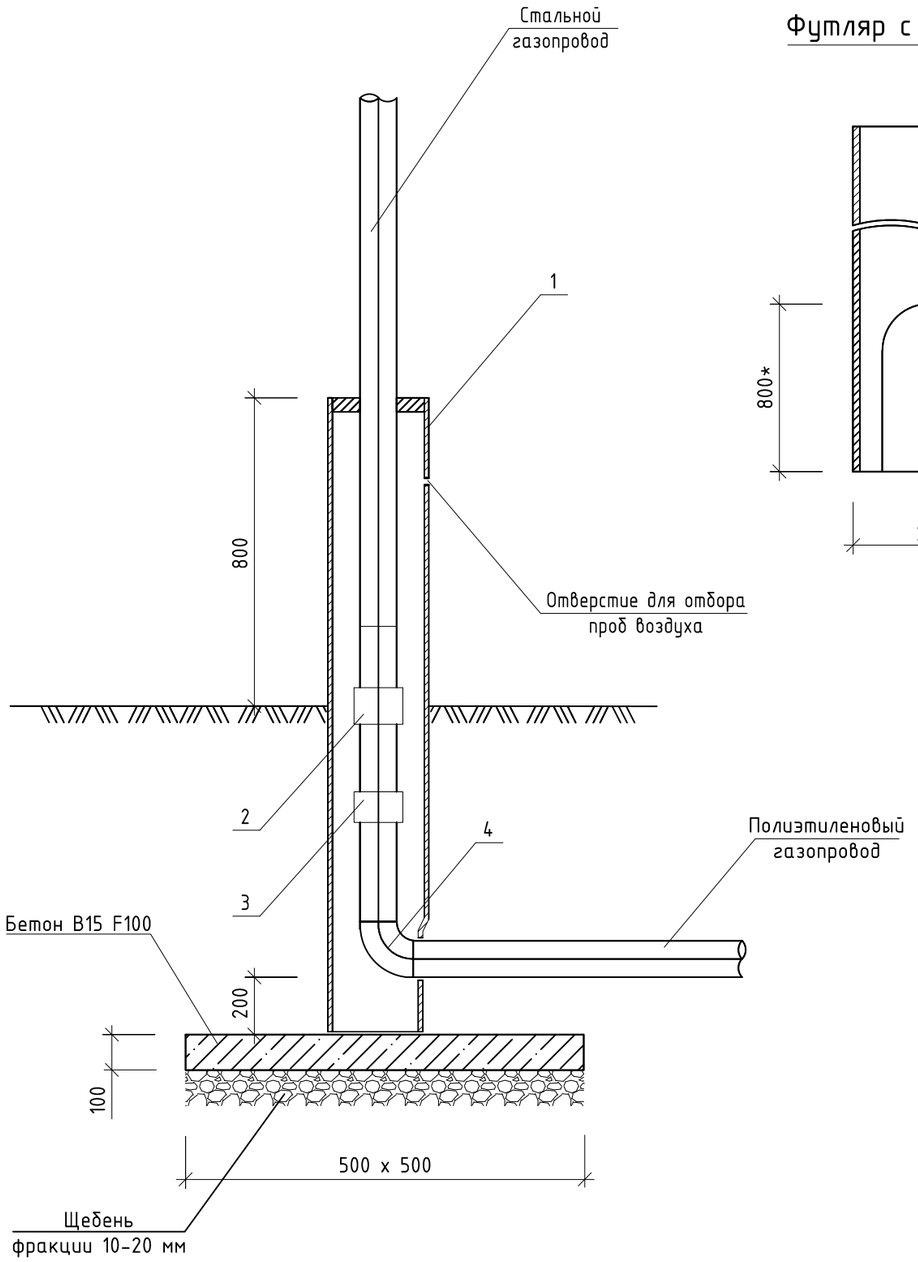
Ход выполнения работ:

1. Устройство основания.
2. Выполнение песчаной подсыпки и монтаж вертикальной части полиэтиленового газопровода.
3. Монтаж примыкающего участка стального газопровода.
4. Приварка полиэтиленовой части перехода к вертикальному участку полиэтиленового газопровода.
5. Монтаж футляра.
6. Забивка футляра песком на 0,7 м выше уровня земли.
7. Забивка конца надземного участка футляра просмоленной паклей с пропиткой битумом.
8. Приварка стальной части перехода к вертикальному участку стального газопровода.
9. Изоляция поверхности металлического футляра - типа "нормальная".

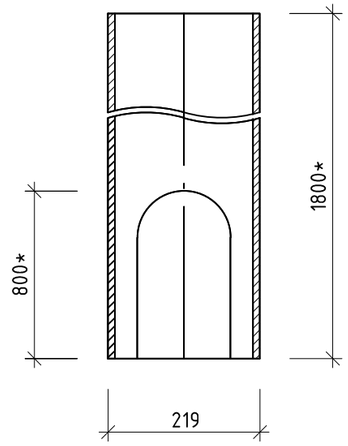
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	СЗ-2025-36-ТКР			
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым			
Нач. УПР		Бараненко				Наружные газопроводы	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Камаева					П	14	
Н. контр.		Овсянников				Узел перехода ПЭ/СТ 225/219	Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь		
Проверил		Кухарчук							
Разработал		Пивовар							

Формат А3

Узел перехода ПЭ/сталь



Футляр с вырезом



Спецификация элементов перехода ПЭ/сталь

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса ед. кг	Примечание
Узел перехода ПЭ/СТ 110/ 108					
1	ГОСТ 10704-91*	Футляр из трубы ф219 х 5,0 мм, шт.	1	52,1	L=1800
2	ГОСТ Р 58121.3-2018	ПЭ100 / Ст "ГАЗ" - 110/108 шт.	1		
3	ГОСТ Р 58121.3-2018	Муфта ПЭ100 ГАЗ SDR11 - ф110, шт.	1		
4	ГОСТ Р 58121.3-2018	Отвод 90 ПЭ100 ГАЗ SDR11 с ЗН - ф110	1		
		Бетон В15, F100, W4, м^3	0,025		основание
		Щебень фр. 10-20 мм, м^3	0,025		подсыпка
		Песчаная засыпка футляра, м^3	0,60		
		Изоляция футляра, м.	1,8		

* - размеры уточнить по месту

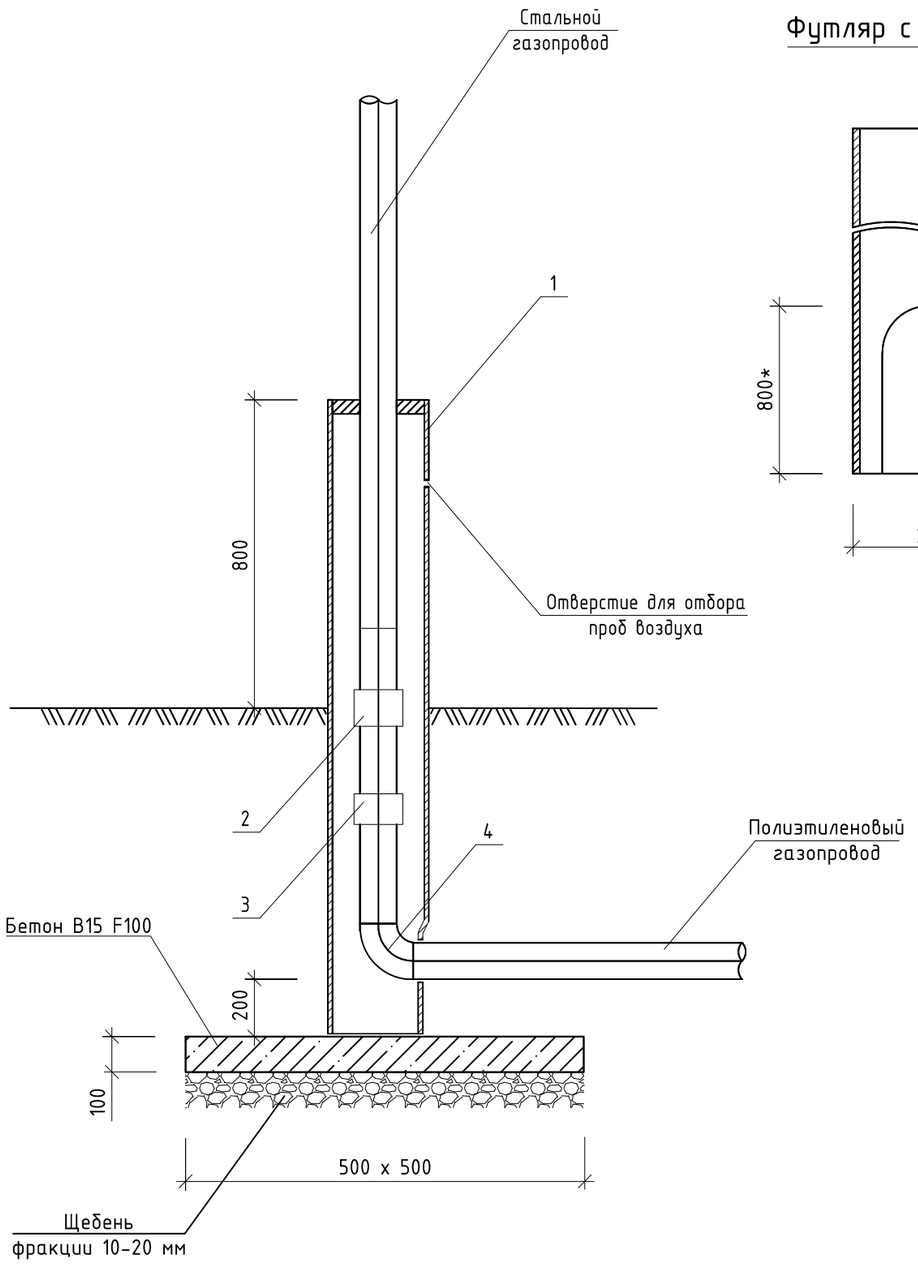
Ход выполнения работ:

1. Устройство основания.
2. Выполнение песчаной подсыпки и монтаж вертикальной части полиэтиленового газопровода.
3. Монтаж примыкающего участка стального газопровода.
4. Приварка полиэтиленовой части перехода к вертикальному участку полиэтиленового газопровода.
5. Монтаж футляра.
6. Забивка футляра песком на 0,7 м выше уровня земли.
7. Забивка конца надземного участка футляра просмоленной паклей с пропиткой битумом.
8. Приварка стальной части перехода к вертикальному участку стального газопровода.
9. Изоляция поверхности металлического футляра - типа "нормальная".

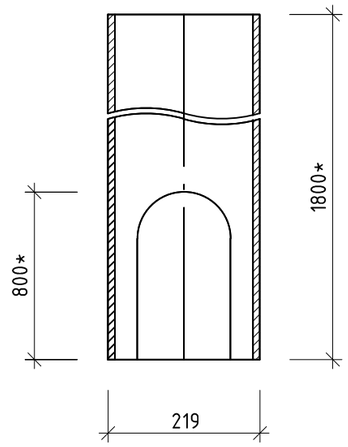
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	СЗ-2025-36-ТКР			
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым			
Нач. УПР		Бараненко				Наружные газопроводы	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Камаева					П	15	
Н. контр.		Овсянников				Узел перехода ПЭ/СТ 110/108	Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь		
Проверил		Кухарчук							
Разработал		Пивовар							

Формат А3

Узел перехода ПЭ/сталь



Футляр с вырезом



Спецификация элементов перехода ПЭ/сталь

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса ед. кг	Примечание
Узел перехода ПЭ/СТ 90/ 89					
1	ГОСТ 10704-91*	Футляр из трубы ф219 х 5,0 мм, шт.	1	52,1	L=1800
2	ГОСТ Р 58121.3-2018	ПЭ100 / Ст "ГАЗ" - 90/89 шт.	1		
3	ГОСТ Р 58121.3-2018	Муфта ПЭ100 ГАЗ SDR11 - ф90, шт.	1		
4	ГОСТ Р 58121.3-2018	Отвод 90 ПЭ100 ГАЗ SDR11 с ЗН - ф90	1		
		Бетон В15, F100, W4, м^3	0,025		основание
		Щебень фр. 10-20 мм, м^3	0,025		подсыпка
		Песчаная засыпка футляра, м^3	0,700		
		Изоляция футляра, м.	1,8		

* - размеры уточнить по месту

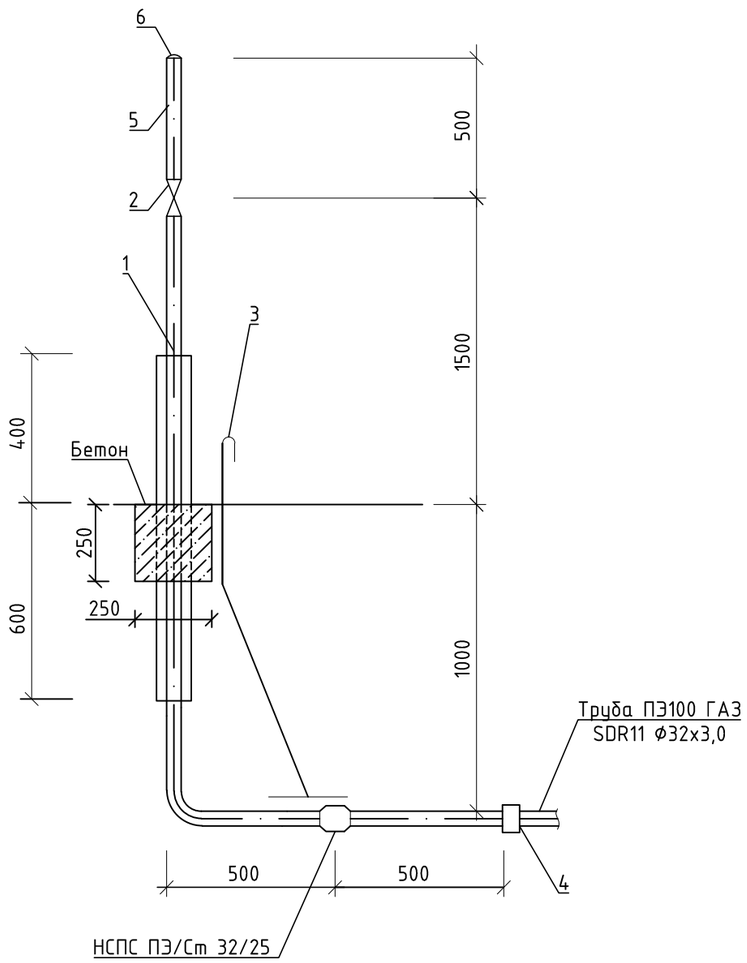
Ход выполнения работ:

1. Устройство основания.
2. Выполнение песчаной подсыпки и монтаж вертикальной части полиэтиленового газопровода.
3. Монтаж примыкающего участка стального газопровода.
4. Приварка полиэтиленовой части перехода к вертикальному участку полиэтиленового газопровода.
5. Монтаж футляра.
6. Забивка футляра песком на 0,7 м выше уровня земли.
7. Забивка конца надземного участка футляра просмоленной паклей с пропиткой битумом.
8. Приварка стальной части перехода к вертикальному участку стального газопровода.
9. Изоляция поверхности металлического футляра - типа "нормальная".

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	СЗ-2025-36-ТКР		
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым		
Нач. УПР		Бараненко				Наружные газопроводы	Стадия: П	Лист: 16	Листов:
ГИП		Камаева						
Н. контр.		Овсянников				Узел перехода ПЭ/СТ 90/89	Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь	
Проверил		Кухарчук						
Разработал		Пивовар						

Формат А3

Узел цокольного ввода DN25 с установкой надземного крана DN25



Спецификация

№ п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, кг	Примечание
1	ТУ 22.21.29-002-0106727451 -2020	Цокольный ввод полиэтилен-сталь Г-образный в комплекте с футляром (ЦВПС-Г 32х32 ПЭ 100 SDR11 ст. ГОСТ 8732)	1		заводского изготовления
2	КШ.П.025.40-01	Кран шаровый приварной DN25	1	1,1	
3		Контрольная трубка ф32; L=1500мм, шт.	1		см.л .ГСН-57
4	ТУ 2291-032-00203536-96	Муфта с ЗН ПЭ100 ГАЗ SDR11 - ф32, шт.	1		
5	ГОСТ Р 10704-91	Труба ф32х3,0 ГОСТ Р 10704-91, м	0.5	1,50	
6	ГОСТ Р 17379-2001	Заглушка П32х3,0-09Г2С	1.0	0,10	учтено на л. ГСН.СО
		Бетон В15, м3	0,016		250х250х250
		Окраска, $м^2$	0,15		

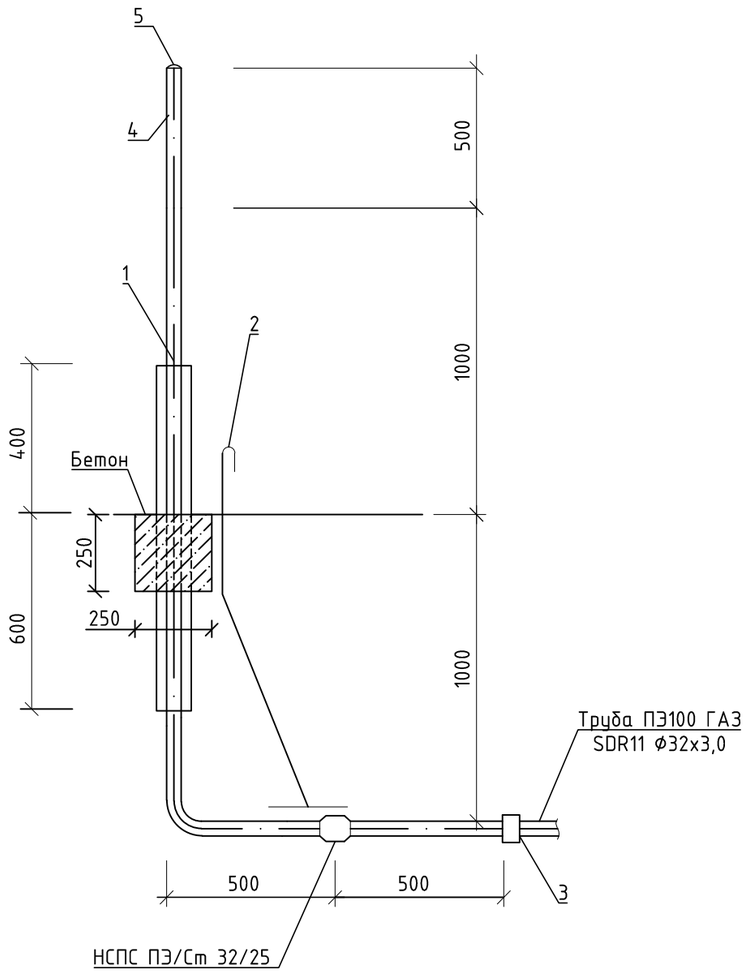
Примечание:

1. После монтажа трубы и оборудования окрасить эмалью в цвет, соответствующий требованиям СП 28.13330.2012,Эмаль ПФ-115 по ГОСТ 6465-2023; грунтовка ГФ-021 по ГОСТ 25129-2020.
2. Футляр и часть стального газопровода в земле изолированы липкими лентами (изоляция типа "усиленная"). Изоляция выполнена в заводских условиях.
3. размер* уточнить по месту.

						СЗ-2025-36-ТКР	
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым	
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата		
						Наружные газопроводы	Стадия: П; Лист: 17; Листов:
Нач. УПР		Бараненко					
ГИП		Камаева					
Н. контр.		Овсянников				Н.г.ст. DN25 с установкой надземного крана DN25	Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь
Проверил		Кухарчук					
Разработал		Пивовар					

Формат А3

Узел цокольного ввода DN32



Спецификация

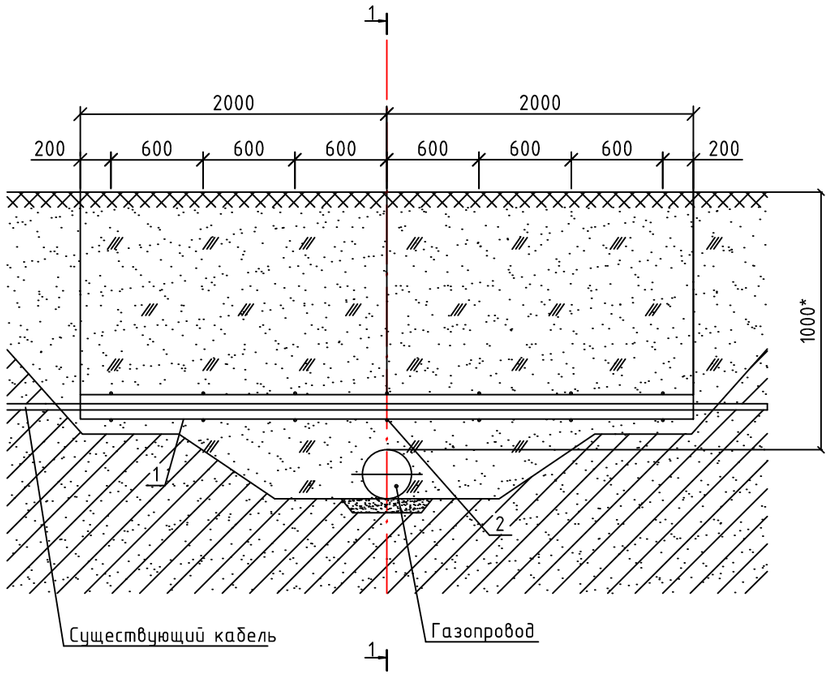
№ п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, кг	Примечание
1	ТУ 22.21.29-002-0106727451 -2020	Цокольный ввод полиэтилен-сталь Г-образный в комплекте с футляром (ЦВПС-Г 32х32 ПЭ 100 SDR11 ст. ГОСТ 8732)	1		заводского изготовления
2		Контрольная трубка ф32; L=1500мм, шт.	1		см.л. ГСН-57
3	ТУ 2291-032-00203536-96	Муфта с ЗН ПЭ100 ГАЗ SDR11 - 32, шт.	1		
4	ГОСТ Р 10704-91	Труба ф32х3,0 ГОСТ Р 10704-91, м	0.5	1,50	
5	ГОСТ Р 17379-2001	Заглушка П32х3,0-09Г2С	1.0	0,10	учтено на л. ГСН.СО
		Бетон В15, м3	0,016		250х250х250
		Окраска, м^2	0,15		

Примечание:

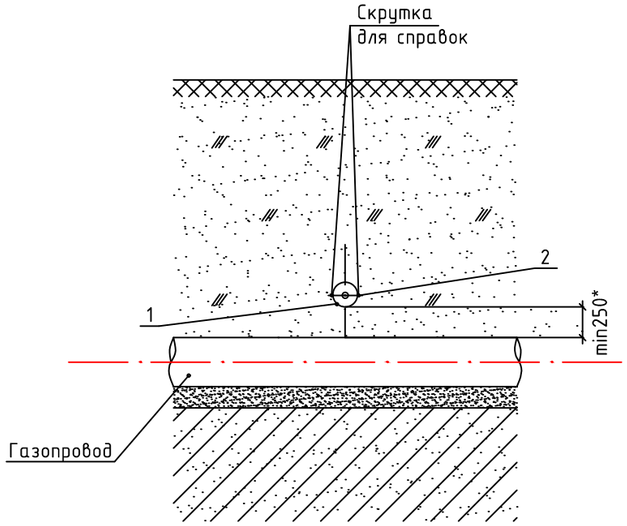
1. После монтажа трубы и оборудования окрасить эмалью в цвет, соответствующий требованиям СП 28.13330.2012,Эмаль ПФ-115 по ГОСТ 6465-2023; грунтовка ГФ-021 по ГОСТ 25129-2020.
2. Футляр и часть стального газопровода в земле изолированы липкими лентами (изоляция типа "усиленная"). Изоляция выполнена в заводских условиях.
3. размер* уточнить по месту.

						СЗ-2025-36-ТКР		
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым		
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата			
						Наружные газопроводы	Стадия	Лист	Листов
Нач. УПР		Баранецко					П	18	
ГИП		Камаева							
Н. контр.		Овсянников				Н.г.ст. DN25	Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь		
Проверил		Кухарчук							
Разработал		Пивовар							

Формат А3



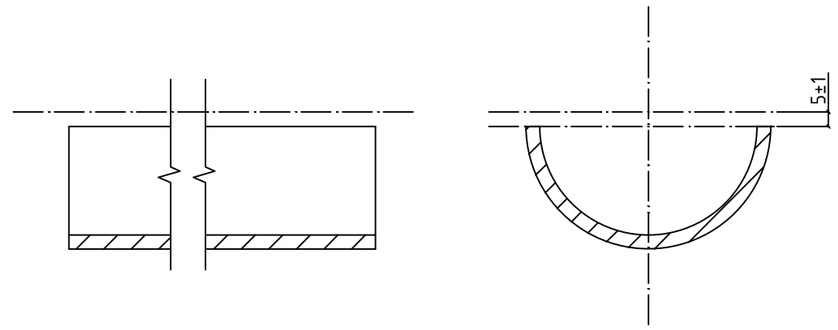
1-1



Спецификация

Марка поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Прим.
1	-	Полутруба	2		шт.
	ГОСТ Р 58121.2-2018	Труба полиэтиленовая			
		Дп110, длина 4.0 м			м.
2	ГОСТ 3282-74*	Проволока 1,0-О-С	5	-	м.

Деталь поз. 1

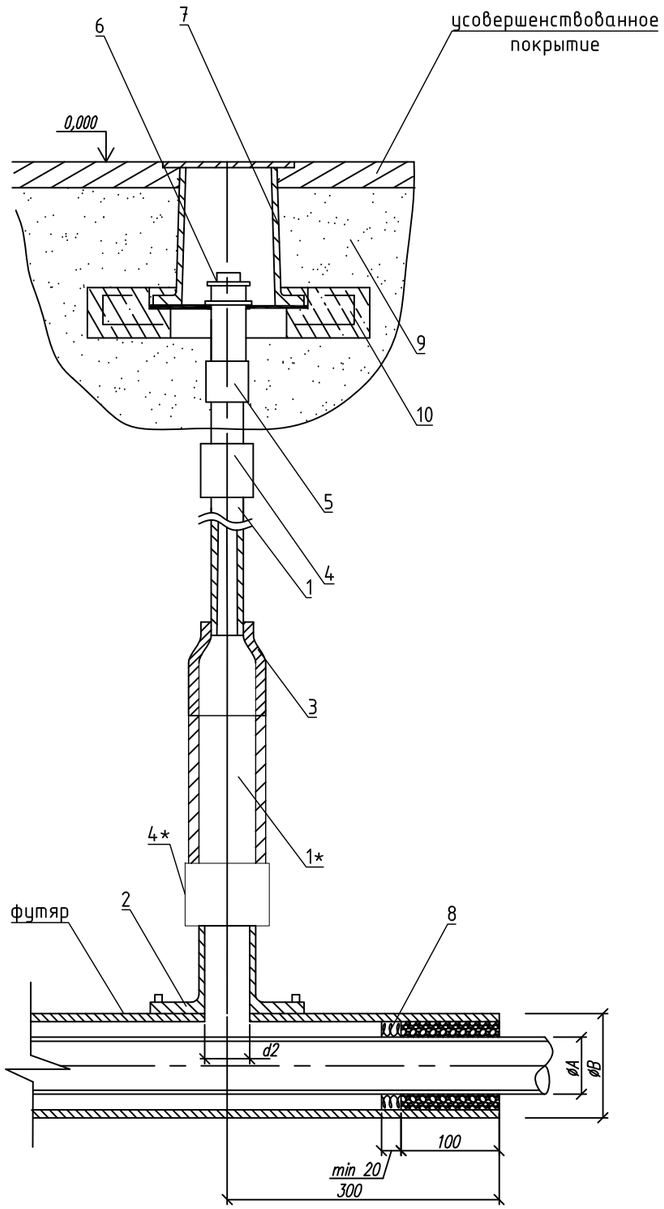


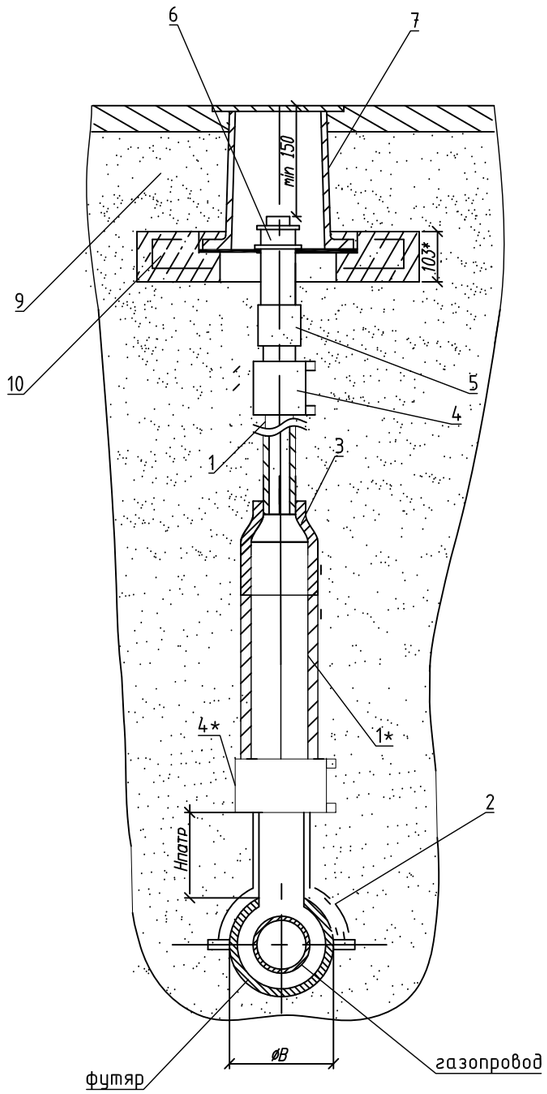
Примечание:

1. * - размер принять по продольному профилю газопровода.
2. Спецификация приведена на одно пересечение.

						СЗ-2025-36-ТКР	
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым	
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата		
						Наружные газопроводы	Стадия: П; Лист: 19; Листов:
Нач. УПР		Бараненко					
ГИП		Камаева					
Н. контр.		Овсянников				Узел прокладки газопровода под кабелем	Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь
Проверил		Кухарчук					
Разработал		Пивовар					

Формат А3





Спецификация

№ п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, кг	Примечание
Установка к.т. на ПЭ футляре Dn355 (на 1 к.т.)					
1	ГОСТ Р 58121.2-2018	Труба ПЭ100 ГАЗ SDR11 ф32х3.0, м	1,50	0,277	
1*	-//-	Труба ПЭ100 ГАЗ SDR11 ф63х5.8, м	0,5		
2	ГОСТ Р 58121.3-2018	Седловой отвод ПЭ100 SDR11 ф355х63, шт.	1		
3	ГОСТ Р 58121.3-2018	Переход ПЭ100 ГАЗ SDR11 ф63х32 , шт.	1		
4*	ГОСТ Р 58121.3-2018	Муфта с ЗН ПЭ100 ГАЗ SDR11 Dn63, шт.	1		
4	ГОСТ Р 58121.3-2018	Муфта с ЗН ПЭ100 ГАЗ SDR11 Dn32, шт.	1		
5	ТУ 4859-001-14915424-2011	Переход ПЭ/сталь (НСПС) 32/25, шт.	1		
6	ГОСТ 8962-75	Колпак 1-25, шт.	1		
7	ТУ 400-28-71-94	Ковер, шт.	1		
8		Уплотнитель "Вилатерм", м	4		
9		Песок, м^3	0,2		
10		Бетон кл. В15, F100, W4, м^3	0,1		

Примечание:

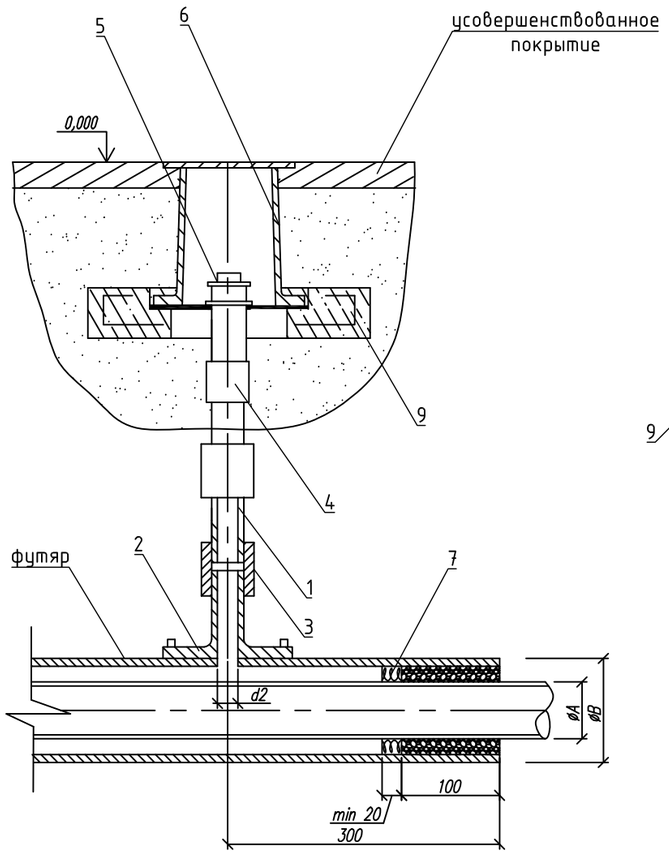
1. Монтаж полиэтиленовой части трубки для контроля утечки газа производить последовательно: приварка патрубка-накладки; вырезка отверстия в теле футляра; приварка при помощи муфт с ЗН полиэтиленовой трубы к патрубку и соединения ПЭ/СТ, смонтированного со стальной частью контрольной трубки.
2. Размеры футляра и трубки для контроля утечки газа приняты минимальными и могут быть увеличены при необходимости,
3. Концы футляра уплотняются при помощи пенополиэтиленового уплотнителя 'Вилатерм' в два оборота и заделываются герметизирующеи бутилкаучуковой мастикой.
4. При отсутствии усовершенствованного дорожного покрытия вокруг ковера предусматривают устройство отмостки шириной не менее 0,7 м с уклоном 5%.
5. Стальную часть перехода "полиэтилен-сталь" и подземную часть стальной трубки для контроля утечки газа изолировать в соответствии с РД 153-39.4-091-01.
6. При установке контрольной трубки на ПЭ футляре на непроезжей части, ковер должен выступать на 150 мм от прилегающей отметки земли.

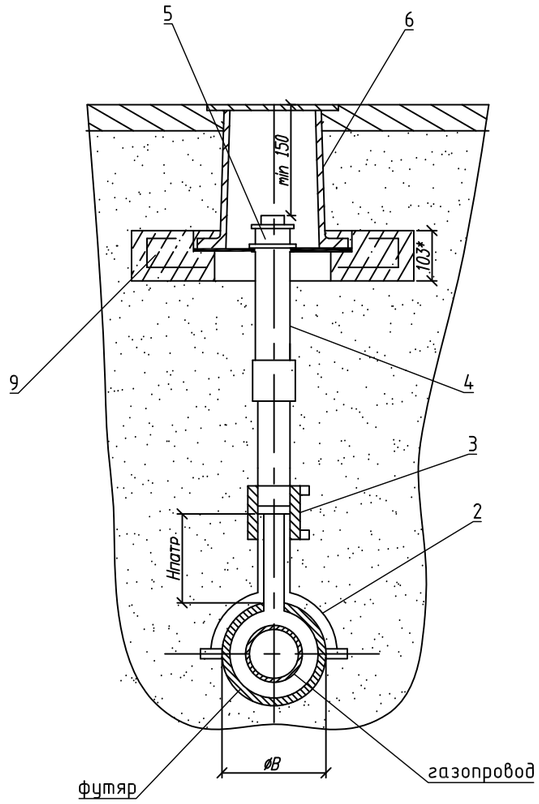
						СЗ-2025-36-ТКР
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	
Нач. УПР		Баранецко				Наружные газопроводы
ГИП		Камаева				
Н. контр.		Овсянников				Узел установки контрольной трубки на ПЭ футляре Ф355
Проверил		Кухарчук				
Разработал		Пивовар				

Стадия	Лист	Листов
П	20	

Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь

Формат А3





Спецификация

№ п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, кг	Примечание
Установка к.т. на ПЭ футляре ф315 (на 1 к.т.)					
1	ГОСТ Р58121.2-2018	Труба ПЭ100 ГАЗ SDR11 ф32х3,0, м	1,0		
2	ГОСТ Р 58121.3-2018	Патрубок накладка ПЭ100 SDR11 ф315х32, шт.	1		
3	ГОСТ Р 58121.3-2018	Муфта с ЗН ПЭ100 ГАЗ SDR11 ф32, шт.	1		
4	ТУ 4859-001-14915424-2011	Переход ПЭ/СТ (НСПС) 32/25, шт.	1		
5	ГОСТ 8962-75	Колпак 1-25, шт.	1		
6	ТУ 400-28-71-94	Ковер, шт.	1		
7		Уплотнитель "Вилатерм", м	4		
8		Песок, м^3	0,2		
9		Бетон кл. В15, м^3	0,1		

Примечание:

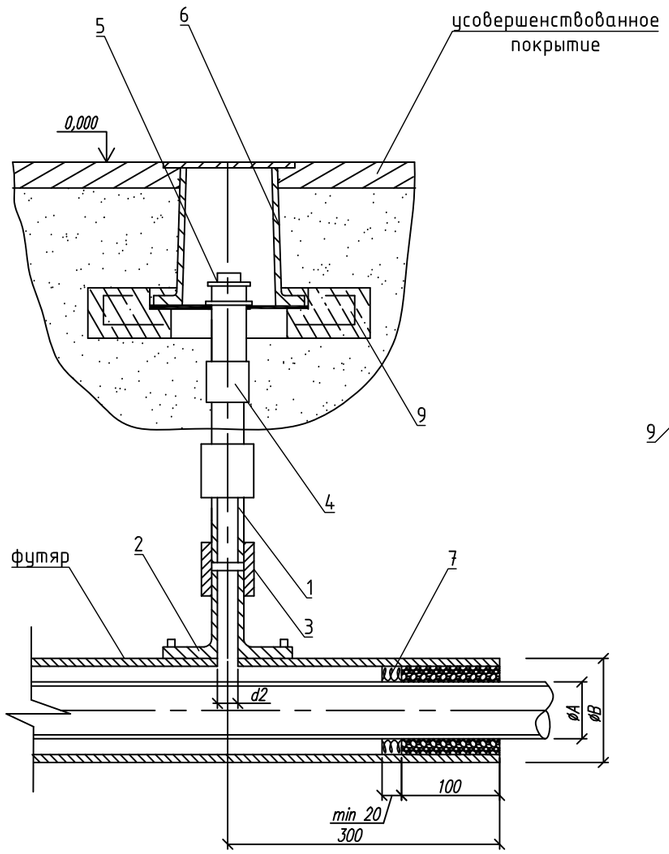
1. Монтаж полиэтиленовой части трубки для контроля утечки газа производить последовательно: приварка патрубка-накладки; вырезка отверстия в теле футляра; приварка при помощи муфт с ЗН полиэтиленовой трубы к патрубку и соединения ПЭ/СТ, смонтированного со стальной частью контрольной трубки.
2. Размеры футляра и трубки для контроля утечки газа приняты минимальными и могут быть увеличены при необходимости,
3. Концы футляра уплотняются при помощи пенополиэтиленового уплотнителя 'Вилатерм' в два оборота и заделываются герметизирующеи бутилкаучуковой мастикой.
4. При отсутствии усовершенствованного дорожного покрытия вокруг ковера предусматривают устройство отмостки шириной не менее 0,7 м с уклоном 5%.
5. Стальную часть перехода "полиэтилен-сталь" и подземную часть стальной трубки для контроля утечки газа изолировать в соответствии с РД 153-39.4-091-01.
6. При установке контрольной трубки на ПЭ футляре на непроезжей части, ковер должен выступать на 150 мм от прилегающей отметки земли.

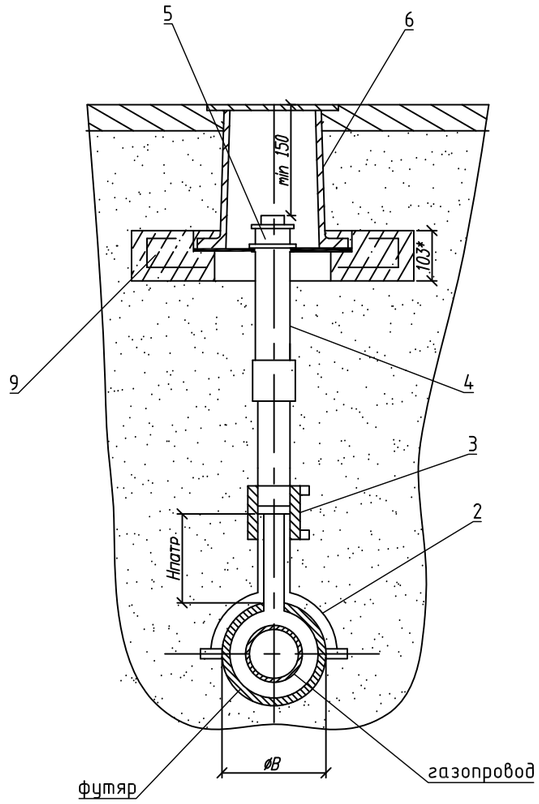
						СЗ-2025-36-ТКР
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	
Нач. УПР		Баранеңко				Наружные газопроводы
ГИП		Камаева				
Н. контр.		Овсянников				Узел установки контрольной трубки на ПЭ футляре ф315
Проверил		Кухарчук				
Разработал		Пивовар				

Стадия	Лист	Листов
П	21	

Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь

Формат А3





Спецификация

№ п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, кг	Примечание
Установка к.т. на ПЭ футляре Ф225 (на 1 к.т.)					
1	ГОСТ Р58121.2-2018	Труба ПЭ100 ГАЗ SDR11 Ф32х3,0, м	1,0		
2	ГОСТ Р 58121.3-2018	Патрубок накладка ПЭ100 SDR11 Ф225х32, шт.	1		
3	ГОСТ Р 58121.3-2018	Муфта с ЗН ПЭ100 ГАЗ SDR11 Ф32, шт.	1		
4	ТУ 4859-001-14915424-2011	Переход ПЭ/СТ (НСПС) 32/25, шт.	1		
5	ГОСТ 8962-75	Колпак 1-25, шт.	1		
6	ТУ 400-28-71-94	Ковер, шт.	1		
7		Уплотнитель "Вилатерм", м	4		
8		Песок, м^3	0,2		
9		Бетон кл. В15, м^3	0,1		

Примечание:

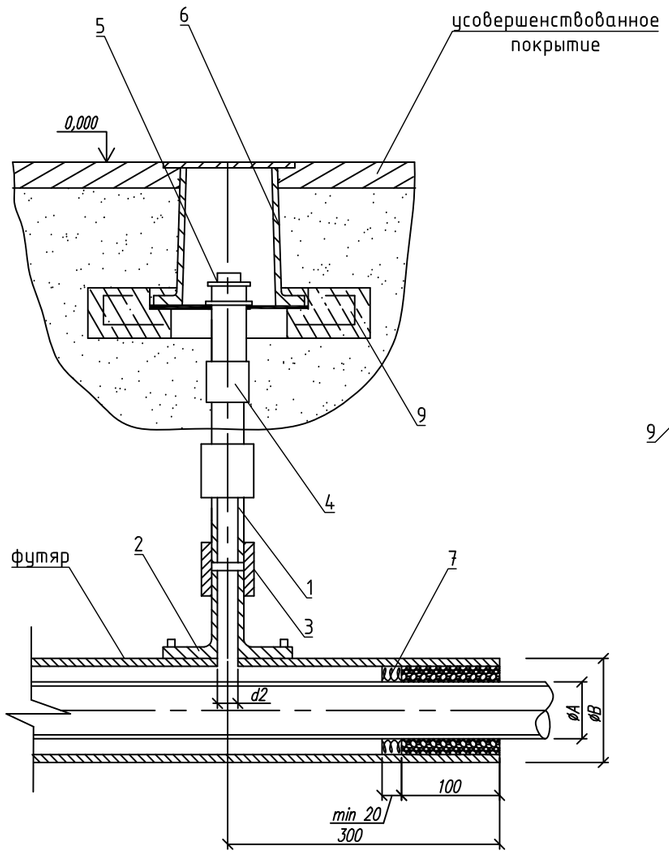
1. Монтаж полиэтиленовой части трубки для контроля утечки газа производить последовательно: приварка патрубка-накладки; вырезка отверстия в теле футляра; приварка при помощи муфт с ЗН полиэтиленовой трубы к патрубку и соединения ПЭ/СТ, смонтированного со стальной частью контрольной трубки.
2. Размеры футляра и трубки для контроля утечки газа приняты минимальными и могут быть увеличены при необходимости,
3. Концы футляра уплотняются при помощи пенополиэтиленового уплотнителя 'Вилатерм' в два оборота и заделываются герметизирующеи бутилкаучуковой мастикой.
4. При отсутствии усовершенствованного дорожного покрытия вокруг ковера предусматривают устройство отмостки шириной не менее 0,7 м с уклоном 5%.
5. Стальную часть перехода "полиэтилен-сталь" и подземную часть стальной трубки для контроля утечки газа изолировать в соответствии с РД 153-39.4-091-01.
6. При установке контрольной трубки на ПЭ футляре на непроезжей части, ковер должен выступать на 150 мм от прилегающей отметки земли.

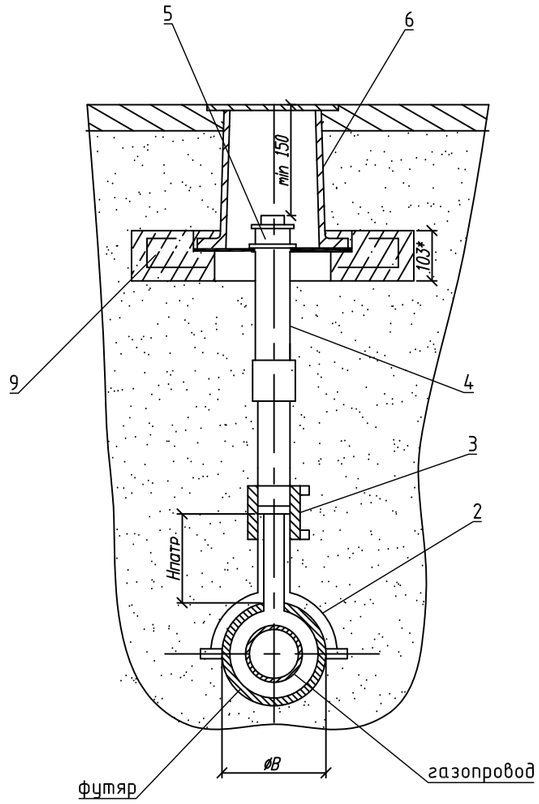
						СЗ-2025-36-ТКР
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	
Нач. УПР		Баранеико				Наружные газопроводы
ГИП		Камаева				
Н. контр.		Овсянников				Узел установки контрольной трубки на ПЭ футляре Ф225
Проверил		Кухарчук				
Разработал		Пивовар				

Стадия	Лист	Листов
П	22	

Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь

Формат А3





Спецификация

№ п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, кг	Примечание
Установка к.т. на ПЭ футляре ф160 (на 1 к.т.)					
1	ГОСТ Р58121.2-2018	Труба ПЭ100 ГАЗ SDR11 ф32х3,0, м	1,0		
2	ГОСТ Р 58121.3-2018	Патрубок накладка ПЭ100 SDR11 ф160х32, шт.	1		
3	ГОСТ Р 58121.3-2018	Муфта с ЗН ПЭ100 ГАЗ SDR11 ф32, шт.	1		
4	ТУ 4859-001-14915424-2011	Переход ПЭ/СТ (НСПС) 32/25, шт.	1		
5	ГОСТ 8962-75	Колпак 1-25, шт.	1		
6	ТУ 400-28-71-94	Ковер, шт.	1		
7		Уплотнитель "Вилатерм", м	4		
8		Песок, м^3	0,2		
9		Бетон кл. В15, м^3	0,1		

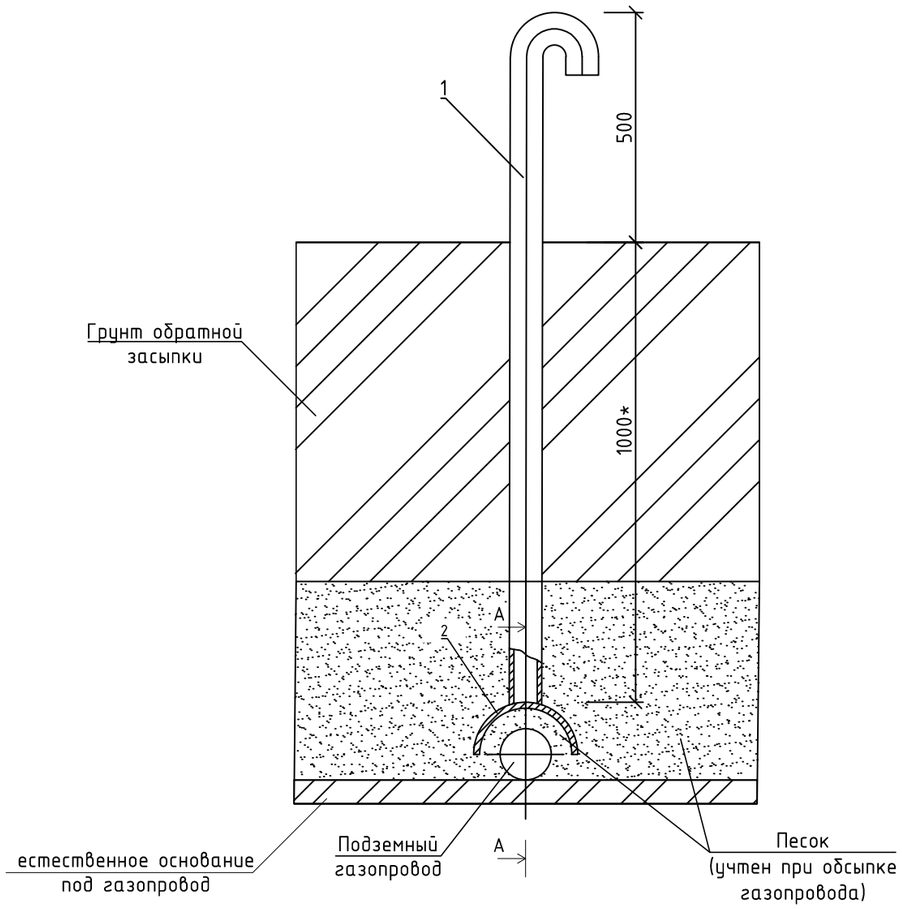
Примечание:

1. Монтаж полиэтиленовой части трубки для контроля утечки газа производить последовательно: приварка патрубка-накладки; вырезка отверстия в теле футляра; приварка при помощи муфт с ЗН полиэтиленовой трубы к патрубку и соединения ПЭ/СТ, смонтированного со стальной частью контрольной трубки.
2. Размеры футляра и трубки для контроля утечки газа приняты минимальными и могут быть увеличены при необходимости,
3. Концы футляра уплотняются при помощи пенополиэтиленового уплотнителя 'Вилатерм' в два оборота и заделываются герметизирующеи бутилкаучуковой мастикой.
4. При отсутствии усовершенствованного дорожного покрытия вокруг ковера предусматривают устройство отмостки шириной не менее 0,7 м с уклоном 5%.
5. Стальную часть перехода "полиэтилен-сталь" и подземную часть стальной трубки для контроля утечки газа изолировать в соответствии с РД 153-39.4-091-01.
6. При установке контрольной трубки на ПЭ футляре на непроезжей части, ковер должен выступать на 150 мм от прилегающей отметки земли.

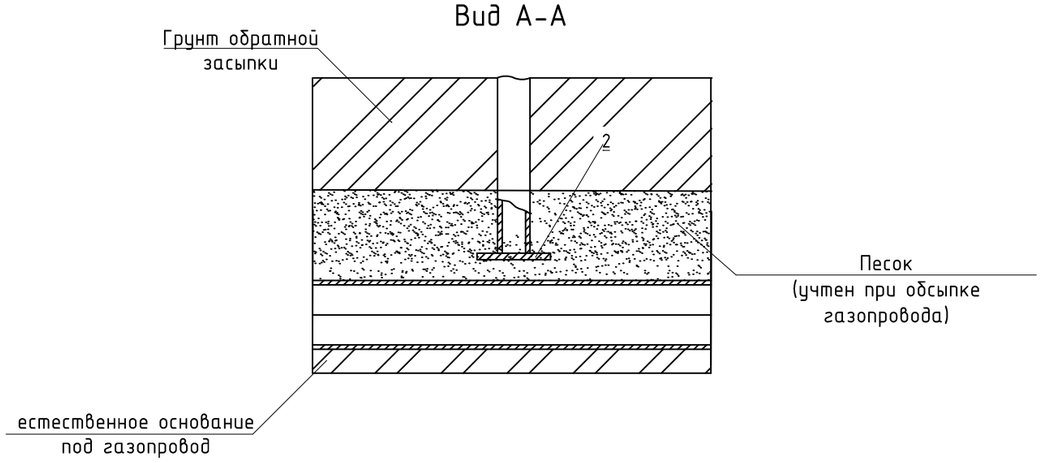
						СЗ-2025-36-ТКР	
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым	
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата		
Нач. УПР		Баранеико				Наружные газопроводы	Стадия: П; Лист: 23; Листов:
ГИП		Камаева					
Н. контр.		Овсянников				Узел установки контрольной трубки на ПЭ футляре ф160	Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь
Проверил		Кухарчук					
Разработал		Пивовар					

Формат А3

Контрольная трубка без ковера



Вид А-А



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса ед. кг	Примечание
		Контрольная трубка на газопроводе			
1	УГ 26.00 серия 5.905-25.05 вып.1	Трубка контрольная Ф32 х 3,0 мм из трубы В10 ГОСТ 10705-80*	1		L=1500мм*
2		Кожух-полусфера Ф108 х 4,0 мм из трубы В10 ГОСТ 10705-80*	1		L=350мм
		Изоляция битумно-полимерными лентами, м	1,5		
		Окраска, $м^2$	0,15		

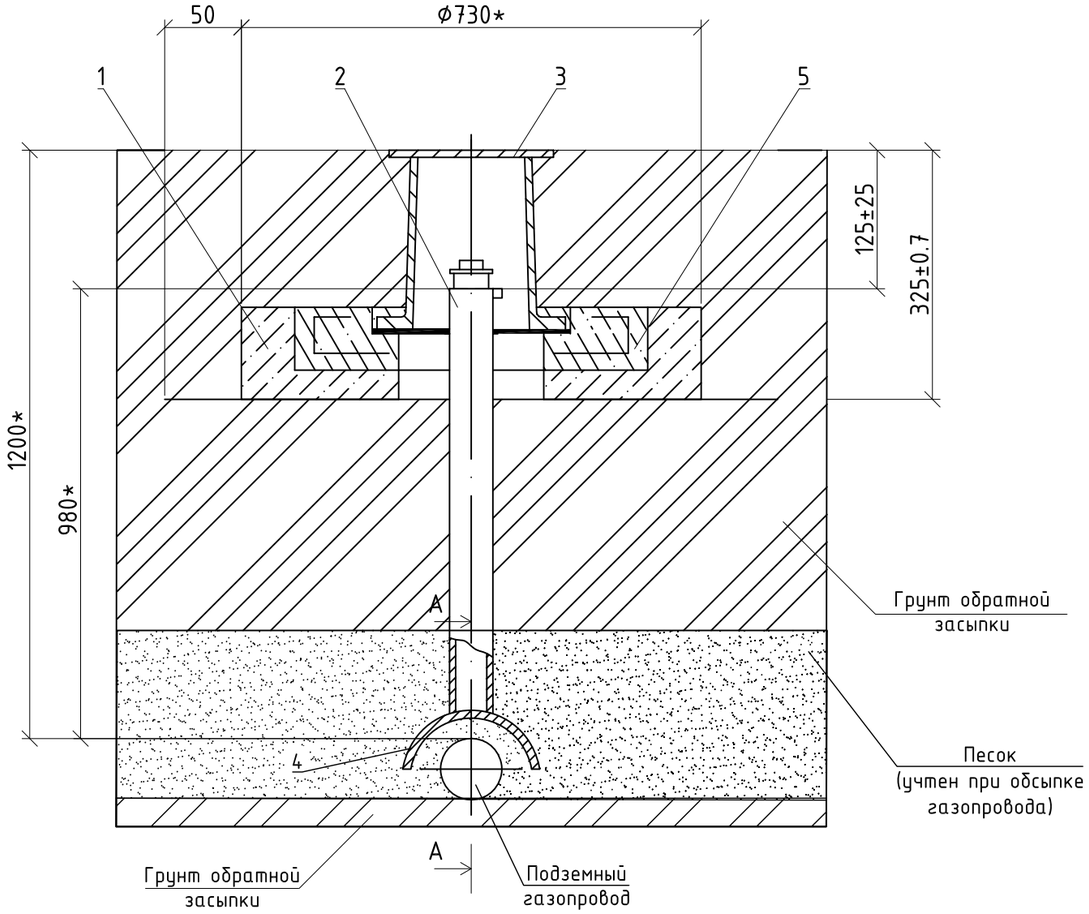
Примечание:

1. Защита от попадания атмосферных осадков предусмотрена изгибом трубы без применения штампованных отводов.
2. Часть контрольной трубки в земле изолировать битумно-полимерными лентами (изоляция типа "усиленная").
3. размер* уточнить при монтаже.
4. Надземную часть контрольной трубки после монтажа окрасить эмалью в цвет, соответствующий требованиям СП 28.13330.2012,Эмаль ПФ-115 по ГОСТ 6465-2023; грунтовка ГФ-021 по ГОСТ 25129-2020.

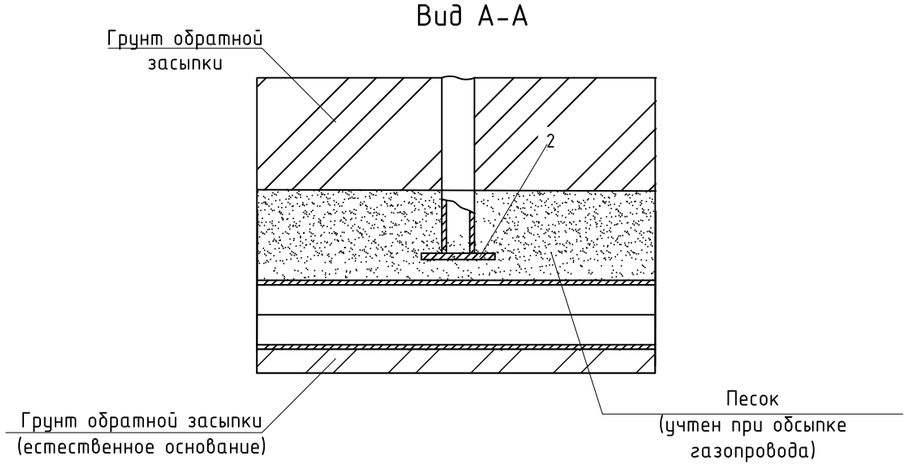
						СЗ-2025-36-ТКР
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	
Нач. УПР		Бараненко				Наружные газопроводы
ГИП		Камаева				Стадия: П; Лист: 24; Листов:
Н. контр.		Овсянников				Узел установки контрольной трубки без ковера
Проверил		Кухарчук				Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь
Разработал		Пивовар				

Формат А3

Контрольная трубка под ковера



Вид А-А



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса ед. кг	Примечание
Контрольная трубка на газопроводе под ковер					
1	УГ 1.01.00 серия 5.905-25.05	Подушка под ковер из бетона (В15) F100 W4, м^3	0,04		
2	УГ 17.01.00 серия 5.905-25.05	Трубка контрольная ф32 х 3,0 мм из трубы В10 ГОСТ 10705-80*	1		L=980мм*
3	ТУ 400-28-71-94	Ковер газовый, шт	1		
4		Кожух-полусфера ф219 х 6,0 мм из трубы В10 ГОСТ 10705-80*	1		L=350мм
5		Бетон В15, F100, W4, м^3	0,001		
6		Изоляция битумно-полимерными лентами, м^2	0,08		

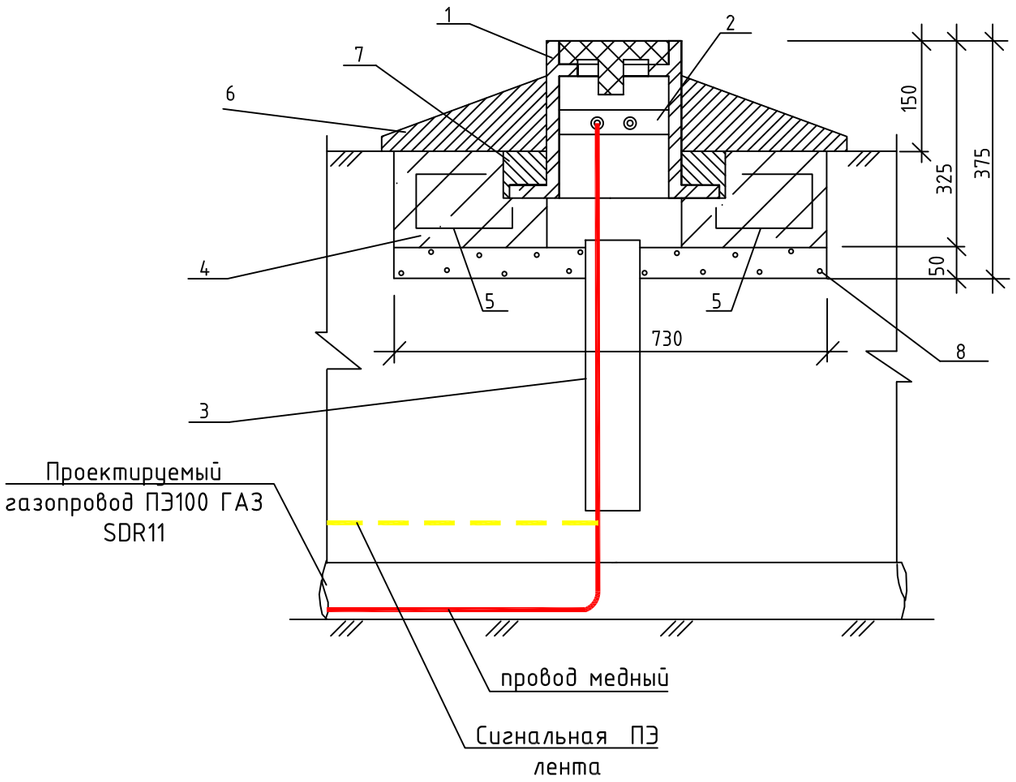
Примечание:

1. Защита от попадания атмосферных осадков предусмотрена изгибом трубы без применения штампованных отводов.
2. Часть контрольной трубки в земле изолировать битумно-полимерными лентами (изоляция типа "усиленная").
3. размер* уточнить при монтаже.
4. Надземную часть контрольной трубки после монтажа окрасить эмалью в цвет, соответствующий требованиям СП 28.13330.2012,Эмаль ПФ-115 по ГОСТ 6465-2023; грунтовка ГФ-021 по ГОСТ 25129-2020.

						СЗ-2025-36-ТКР	
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым	
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата		
Нач. УПР		Баранецко				Наружные газопроводы	Стадия: П; Лист: 25; Листов:
ГИП		Камаева					
Н. контр.		Овсянников				Узел установки контрольной трубки на газопроводе под ковер	Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь
Проверил		Кухарчук					
Разработал		Пивовар					

Формат А3

УЗЕЛ ВЫХОДА ПРОВОДА-СПУТНИКА ПОД КОВЕР



СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Наименование	Ед. изм.	К-во	Примечание
1	Ковер, ТУ 400-28-71-94	шт	1	
2	Плата, текстолит А-8.0 ГОСТ 2910-74, 100х250мм	шт	1	
3	Труба защитная ПЭ Dn 32	м	1,0	
4	Подушка, бетон кл.В 12,5	$м^3$	0,04	с.5.905-15, ч.2. УГ
5	Каркас, круг d 6 А-II ГОСТ 5781-82	кг	2,1	
6	Отмостка, бетон В15, F100, W4,	$м^3$	0,06	
7	Бетон В15, F100, W4	$м^3$	0,01	
8	Песок (ГОСТ 8736-2014)	$м^3$	0,02	

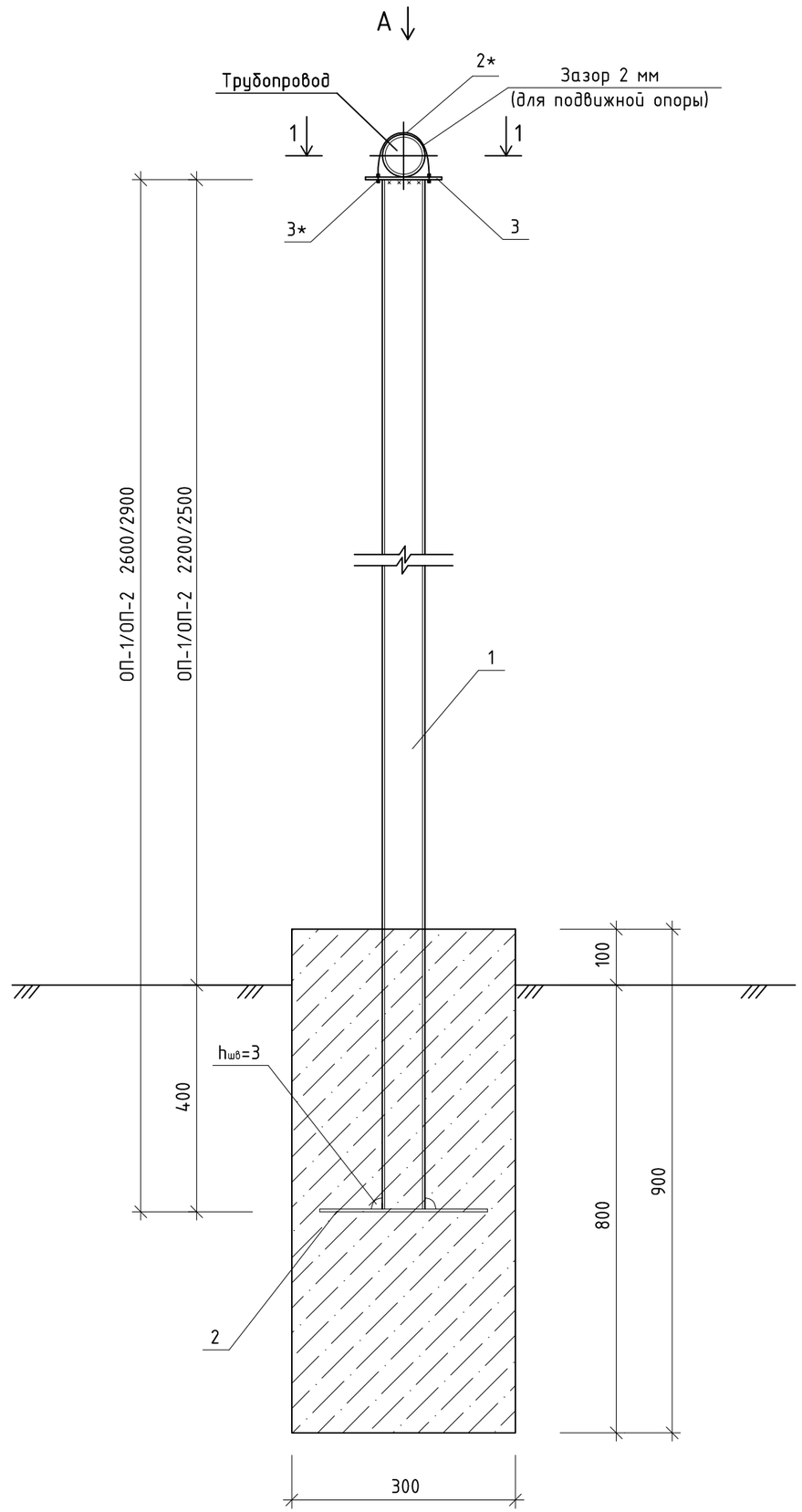
1. При установке пункта провода-спутника на непроезжей части, ковер должен выступать на 150 мм от прилегающей отметки земли.

2. При установке пункта провода-спутника на проезжей части, верх ковера устанавливается на уровне дорожного покрытия.

						СЗ-2025-36-ТКР
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	
Нач. УПР		Баранецко				Наружные газопроводы
ГИП		Камаева				
Н. контр.		Овсянников				Узел вывода провода-спутника под ковер
Проверил		Кухарчук				
Разработал		Пивовар				

Стадия	Лист	Листов
П	26	

Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь

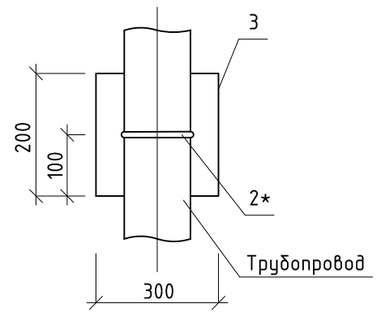


Примечание:
1. Соединение позиций 1,2* и 3 вести электродуговой ручной сваркой по ГОСТ 5264-80 прерывистым швом электродами Э42 А по ГОСТ 9467-75.

Спецификация элементов опоры ОП-1/ОП-2

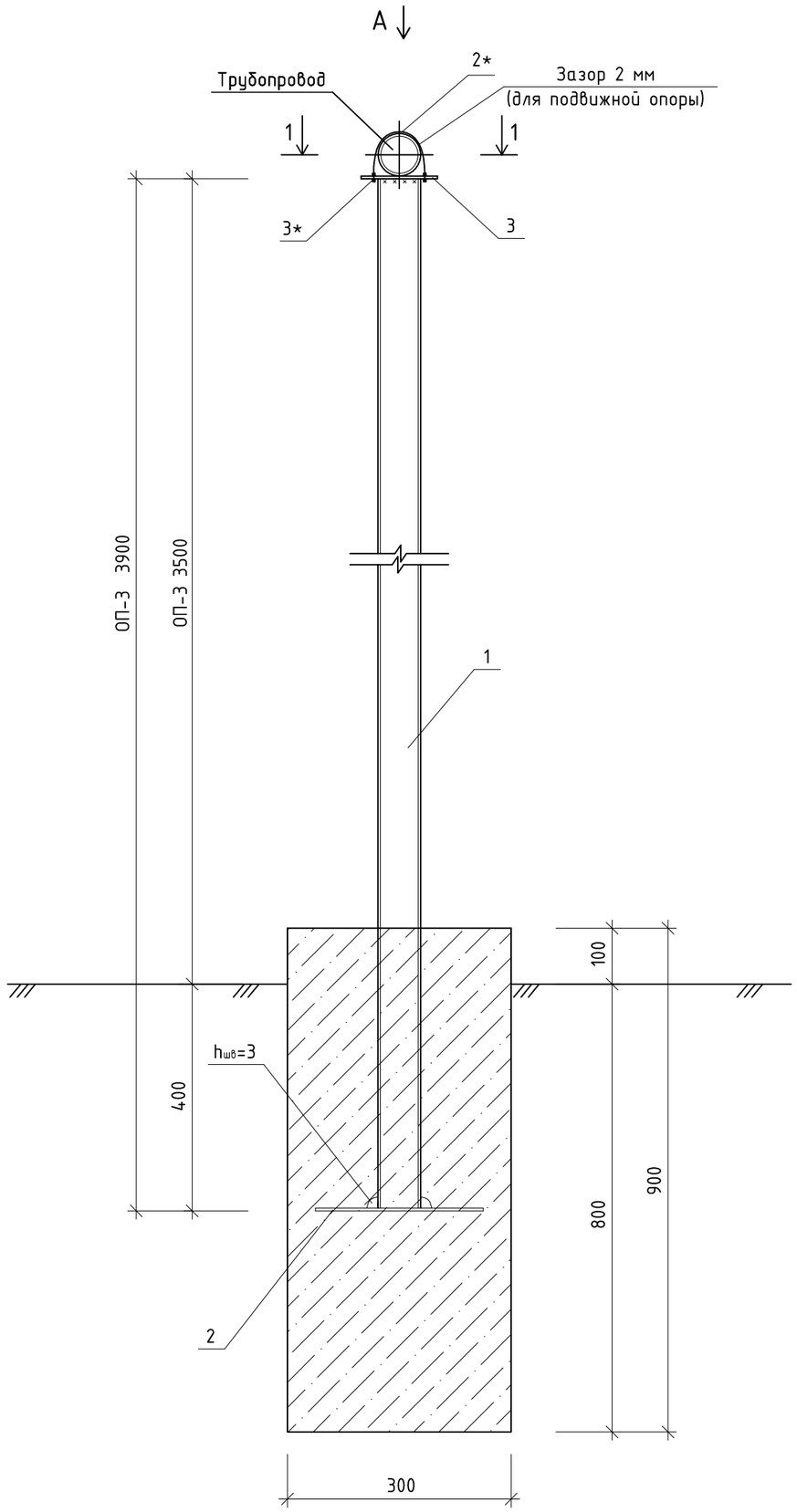
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса ед. кг	Примечание
Опора металлическая ОП-1			1	29,00	
1	ГОСТ 10704-91	Стойка ф89х4,0 / из трубы В10 ГОСТ 10705-80*	1	21,80	L=2600
2*	ГОСТ 17679-80	Хомут ф8	1	0.15	L=400
3*	ГОСТ 5915-70*	Гайка ф8	2	0,03	
2	ГОСТ 82-70*	Полоса Б1 6х300 ГОСТ 82-70* / В ст.3 КП 2 ГОСТ 380-71*	1	4,2	L=300
3	- // -	Полоса Б1 6х200 ГОСТ 82-70* / В ст.3 КП 2 ГОСТ 380-71*	1	2,8	L=300
4		Бетон В15 F150 W4	0,08		м3
5		Окраска опоры, м2	0,62		
Опора металлическая ОП-2			1	30,50	
1	ГОСТ 10704-91	Стойка ф89х4,0 / из трубы В10 ГОСТ 10705-80*	1	24,30	L=2900
2*	ГОСТ 17679-80	Хомут ф8	1	0.15	L=400
3*	ГОСТ 5915-70*	Гайка ф8	2	0,03	
2	ГОСТ 82-70*	Полоса Б1 6х300 ГОСТ 82-70* / В ст.3 КП 2 ГОСТ 380-71*	1	4,2	L=300
3	- // -	Полоса Б1 6х200 ГОСТ 82-70* / В ст.3 КП 2 ГОСТ 380-71*	1	2,8	L=300
4		Бетон В15 F150 W4	0,08		м3
5		Окраска опоры, м2	0,70		

Вид А



						СЗ-2025-36-ТКР	
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым	
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата		
Нач. УПР		Бараненко				Наружные газопроводы	Стадия: П; Лист: 27; Листов:
ГИП		Камаева					
Н. контр.		Овсянников				Опора металлическая ОП-1/ОП-2	Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь
Проверил		Кухарчук					
Разработал		Пивовар					

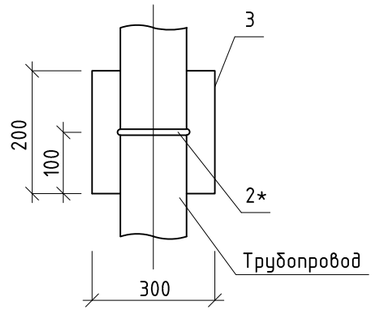
Формат А3



Спецификация элементов опоры ОП-3

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса ед. кг	Примечание
		Опора металлическая ОП-3	1	47,20	
1	ГОСТ 10704-91	Стойка ф108х4,0 / из трубы В10 ГОСТ 10705-80*	1	40,00	L=3900
2*	ГОСТ 17679-80	Хомут ф8	1	0.15	L=400
3*	ГОСТ 5915-70*	Гайка ф8	2	0,03	
2	ГОСТ 82-70*	Полоса Б1 6х300 ГОСТ 82-70* / В ст.3 КП 2 ГОСТ 380-71*	1	4,2	L=300
3	- // -	Полоса Б1 6х200 ГОСТ 82-70* / В ст.3 КП 2 ГОСТ 380-71*	1	2,8	L=300
4		Бетон В15 F150 W4	0,08		м3
5		Окраска опоры, м2	1,20		

Вид А

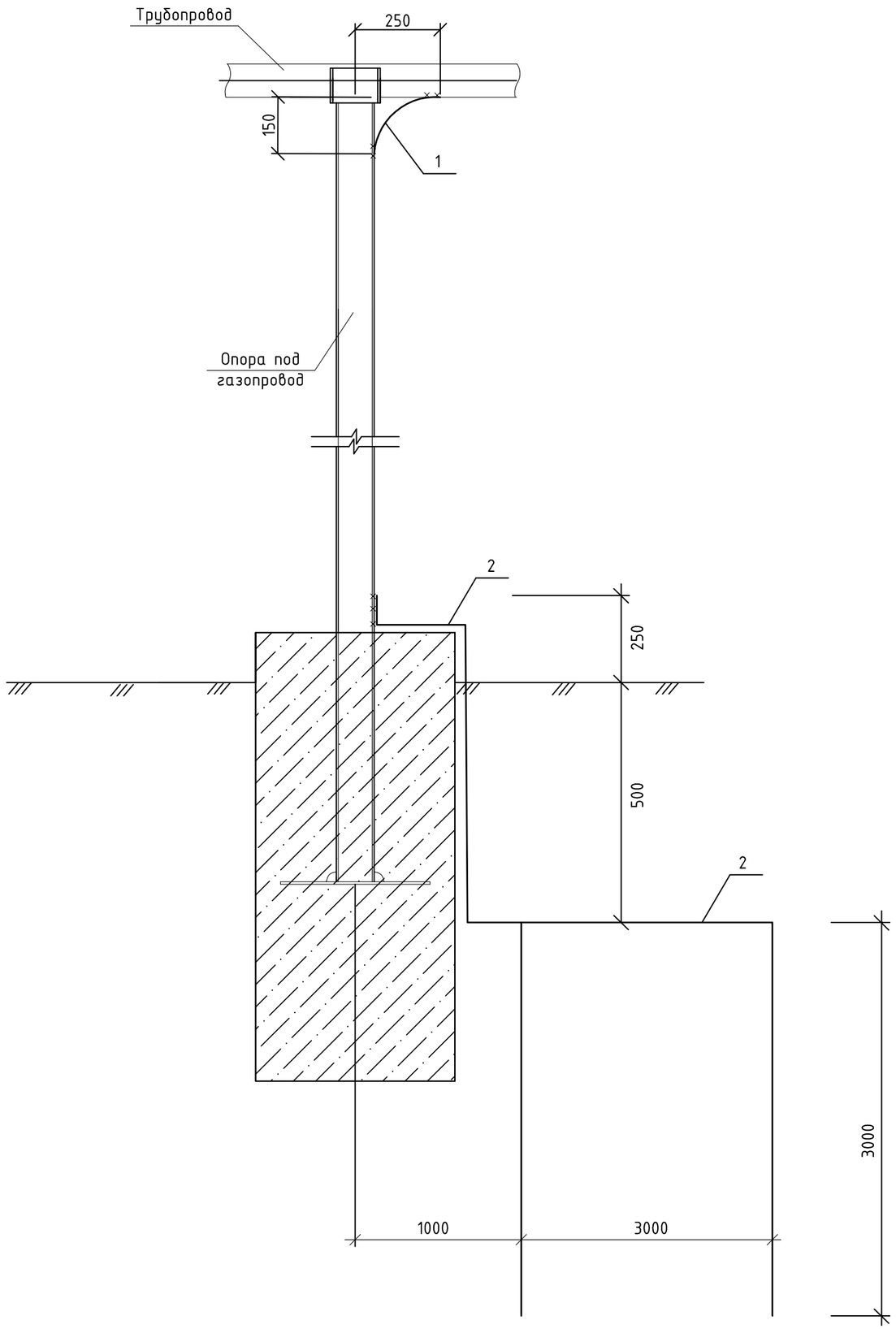


Примечание:
1. Соединение позиций 1,2* и 3 вести электродуговой ручной сваркой по ГОСТ 5264-80 прерывистым швом электродами Э42 А по ГОСТ 9467-75.

Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата	СЗ-2025-36-ТКР		
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым		
Нач. УПР		Бараненко				Наружные газопроводы	Стадия: П	Лист: 28	Листов:
ГИП		Камаева						
Н. контр.		Овсянников						
Проверил		Кухарчук				Опора металлическая ОП-3	Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь	
Разработал		Пивовар						

Формат А3

Узел заземления газопровода на опоре



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса ед. кг	Примечание
1	ГОСТ 5781-82*	8-А-I	1,0	0,395	
2	- // -	16-А-I	12,0	1,58	

Примечания:

1. Заземление газопровода на опоре выполнено согласно РД 34.21.122-87.
2. Сопротивление заземления не должо превышать 10 Ом (Rdon), в противном случае увеличить количество заземлителей.
3. Контур заземления состоит из электродов (круг стальной ф 16 мм L=3,0 м), соединенных кругом стальным ф 16 при помощи сварки. Расстояние между электродами 3,0м. Верх электрода заглублен на 0,5 м.
4. Соединения выполнять электродуговой ручной сваркой по ГОСТ 5264-80 электродами Э42Л по ГОСТ 9467-75.

						СЗ-2025-36-ТКР		
						Строительство сетей газоснабжения с. Кунцево Нижнегорского района Республики Крым		
Изм.	Кол.	Лист	№док	Подпись	Дата			
						Наружные газопроводы	Стадия	Лист	Листов
Нач. УПР		Баранецко					П	29	
ГИП		Камаева							
Н. контр.		Овсянников				Узел заземления газопровода на опоре	Управление проектных работ ГУП РК "Крымгазсети" г. Симферополь		
Проверил		Кухарчук							
Разработал		Пивовар							

Формат А3