



ООО «НЕФТЕГАЗСТРОЙ»

Свидетельство СРО: СРО-П-180-06022013; СРО-И-036-18122012

Инв №

Заказчик – ГУП РК "Крымгазсети"

**Объект: Строительство сетей газоснабжения с. Уютное
Нижнегорского района Республики Крым**

Проектная документация

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

90-2500226/25-ТКР

ТОМ 3



ООО «НЕФТЕГАЗСТРОЙ»

Свидетельство СРО: СРО-П-180-06022013; СРО-И-036-18122012

Заказчик – ГУП РК "Крымгазсети"

Объект: Строительство сетей газоснабжения с. Уютное
Нижегородского района Республики Крым

Проектная документация

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

90-2500226/25-ТКР

ТОМ 3

ГИП

Генеральный
Директор



Дьяков И.А.

Кочубей А.Г.

ООО «НЕФТЕГАЗСТРОЙ»
тел. 8-495-136-74-08, office@ng-stroy.com
2025г.

Согласованно

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

100

(подпись, дата)

И.А. Дубинин

(подпись, дата)

(подпись, дата)

К.Н. Дьячков

Согласованно

Взам. Инв. №

Подп. и дата

ИНВ. № подл.

						90-2500226/25-ТКР.ВКМ			
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Ведомость картографических материалов	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Дубинин				12.01.26		П	1	38
Проверил	Дьяков				12.01.26				
ГИП	Дьяков				12.01.26				
Н. контр.	Дьяков				12.01.26				
						ООО «Нефтегазстрой»			

Заверение проектной организации о соблюдении действующих норм, правил, стандартов

Разработанная проектная документация выполнена в соответствии с действующими на территории Российской Федерации Государственными нормами, правилами, стандартами и инструкциями, с соблюдением в полном объеме нормативных требований по охране труда, промышленной и пожарной безопасности, предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Проектная документация разработана в соответствии с документацией по планировке территории, заданием на проектирование, градостроительным регламентом, документами об использовании земельного участка для строительства, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требованиями по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

Главный инженер проекта



Дьяков И.В.

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

Содержание

1. Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта.....	4
2. Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.	6
3. Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта.....	8
4. Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта..	11
5. Сведения о категории и классе линейного объекта.	12
6. Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта.	14
7. Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе надежность, устойчивость, экономичность, возможность автоматического регулирования, минимальность выбросов (сбросов) загрязняющих веществ, компактность, использование новейших технологий).	15
8. Перечень мероприятий по энергосбережению.	21
9. Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта.	22
10. Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест.	24
11. Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта.	26
12. Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта.	33
13. Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность.	34
14. Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях (при необходимости).	36

Согласовано			
Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	90-2500226/25-ТКР.ТЧ	Лист
							3

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

В административном отношении участок проектируемых работ расположен в Нижнегорском районе Республики Крым, протягивается от существующего ГРПШ до подключаемых потребителей в с. Уютное.

Село Уютное расположено на западе Нижнегорского района, у стыка границ Красногвардейского и Джанкойского районов Республики Крым, входит в состав Михайловского сельского поселения. Высота центра села над уровнем моря — 30 м. Соседние сёла: Михайловка в 2,5 км на восток, Владиславовка в 4,5 км на юг и Заря Красногвардейского района в 4,5 км на запад.

Расстояние до райцентра — около 16 километров (по шоссе), ближайшая железнодорожная станция — платформа 30 км (в селе Михайловка, на линии Джанкой — Феодосия) — примерно в 3,5 километрах. Транспортное сообщение осуществляется по региональной автодороге 35Н-384 Уютное — Зоркино — Чкалово.

В селе Уютное три улицы: Гагарина, Первомайская и Юбилейная; площадь села 0,6 км². Население по данным на 1 января 2020 года — 390 человек.

В соответствии с СП 131.13330.2020 (Строительная климатология) рассматриваемая территория относится к климатическому подрайону III Б.

Территория Нижнегорского района относится к степному агроклиматическому району с умеренно-континентальным климатом. Северо-восточная часть района очень засушливая с мягкой зимой и жарким летом, юг района менее засушливый. Среднегодовая температура воздуха 10,3 градуса в центральной части и 10,9 градусов на востоке.

Для района характерна неустойчивая зима со значительным колебанием температур, обуславливающих отсутствие устойчивого снежного покрова и неоднократную сменой мерзлого состояния почвы полным её оттаиванием.

Годовое количество осадков на северо-востоке и юге района в пределах 369-403 мм, в восточной части 337-400мм. Весной выпадает 78-35 мм осадков, летом 123- 140 мм. Район подвергается сильному действию ветров. Наибольшие скорости ветра зимой и в первые два месяца весны. Озимые еще недостаточно развиты и почвенный покров плохо защищен растительностью, поэтому сильные ветры вызывают «пыльные бури». Сухие и жаркие ветры (суховеи) средней и большой интенсивности за теплый период составляют 20-30, а местами до 40 дней.

Относительная влажность с июня по сентябрь не превышает 42-48% и до 56%, что характеризует засушливость климата района.

Участок изысканий по весу снегового покрова относится к I району, согласно Приложения Е (карта 1, б) СП 20.13330.2016.

Участок изысканий по давлению ветра относится ко II району, согласно Приложения Е (карта 2, б) СП 20.13330.2016.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	Нодок	Подп.	Дата	90-2500226/25-ТКР.ТЧ	Лист 4

Участок изысканий по толщине стенки гололеда относится к III району, согласно Приложения Е (карта 3, б) СП 20.13330.2016.

Территория Нижнегорского района расположена на равнине, в степной части Крыма, высота над уровнем моря составляет 0-7м. Западная часть территории находится в древней долине и дельтах рек Салгира и Биюк Карасу. Долина представляет собой плоскую равнину, постепенно понижающуюся в северном и северо-восточном направлении.

Центральная, Южная и юго-западная часть района представляет собой предгорную слабоволнистую равнину, пересеченную в направлении с юго-запада на северо-восток сетью неглубоких балок, ложбин и лощин с пологими и покатыми склонами, а также речными долинами. Абсолютные отметки поверхности 35-80 м. над уровнем моря.

Нижнегорский район — один из самых богатых районов Крыма на водные ресурсы. Ресурсы поверхностных вод на территории района включают 4 реки общей протяженностью 122,8 км:

- р. Салгир (в т.ч. расчищенное русло ГК-22) с площадью водосбора 3750 км², и протяженностью в пределах района 55,6 км (включая ГК-22 – 43,6 км);
- р. Биюк-Карасу с площадью водосбора 1160 км², и протяженностью в пределах района 44,3 км;
- р. Кучук-Карасу, с площадью водосбора 255 км², и протяженностью в пределах района 14,8 км;
- р. Суджилка. с площадью водосбора 102 км², и протяженностью в пределах района 8,1 км.

Кроме того, территорию района пересекает Северо - Крымский канал.

Село Уютное расположено вдали от водных объектов. Расстояние до ближайшего водного объекта (Северо-Крымский канал) – 7,0 км на северо-восток и река Салгир – 6,9 км на юг.

Согласовано					
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №			

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

Геологическое строение территории исследования продиктовано устойчивой тенденцией к опусканию земной коры Присивашья в четвертичное время, что привело к накоплению мощной толщи лёссовидных суглинков. Геолого-генетический комплекс эолово-делювиальных отложений слагает поверхность восточной части Центрально-Крымской равнины и Присивашской низменности.

Суглинки палевого (холодные периоды осадконакопления) или красновато-палево-коричневого цвета (палеопочвы более теплых периодов осадконакопления). Структура суглинков зернисто-пористая, текстура комковатая, новообразования представлены зёрнами гидроокислов марганца, друзами гипса и пятнами мучнистых карбонатов.

В геологическом строении района принимают участие лёссовидные, эолово-делювиальные отложения верхнеплиоценового звена, представленные суглинками коричневыми и современными элювиальными отложениями.

Элювиально- и аллювиально-делювиальными отложениями распространены повсеместно, их мощность достигает первых десятков метров.

Инженерно-геологический разрез до исследованной глубины 10 м представлен следующими видами грунтов:

Слой 1 (eQh) – Почвенно-растительный слой, мощностью 0,4-0,8 м. Развит фрагментарно. В соответствии с Таблицей 2 ГОСТ 25100-2020 грунт относится к классу дисперсных, подклассу связных, типу элювиальных, виду органо-минеральных, подвиду глинистые грунты коры выветривания, разновидности с низким содержанием органического вещества.

Слой 1a(tQh) – Техногенный насыпной грунт. Мощность 0,1-0,7 м. Представлен щебенистым грунтом с суглинистым заполнителем. Залегаёт в насыпи автомобильных дорог. В соответствии с Таблицей 4 ГОСТ 25100-2020 грунт относится к типу техногенных дисперсных связных, подтипу перемещённых, виду насыпных, подвиду планомерно возведённых насыпей и отвалов, разновидности образованных.

ИГЭ-I(v,dQh) – Суглинок светло-коричневый, твердый до полутвердого, слабopосадочный до сильнопосадочного, среднедеформируемый, в водонасыщенном состоянии сильнодеформируемый. Грунт распространён повсеместно. Пройденная мощность составляет 3,2-5,7 м. Тип грунтовых условий по просадочности – I. В соответствии с Таблицей 2 ГОСТ 25100-2020 грунт относится к классу дисперсных, подклассу связных, типу осадочных, подтипу эолово-делювиальных, виду минеральных, подвиду глинистых грунтов, разновидности суглинков.

Согласовано					
Инва. №	Взам. Инв. №				
	Подп. и дата				
	Инва. № подл.				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Грунты рекомендуются в качестве основания фундамента после выполнения мероприятий по устранению или ослаблению просадочных свойств в соответствии с подразделом 6.1 СП 22.13330.2016.

Подземные воды на момент проведения изысканий не встречены.

Опасные экзогенные геологические и инженерно-геологические процессы, способные оказать негативное влияние на проектируемые сооружения, могут проявиться в виде струйчатой эрозии, эндогенные – высокой сейсмичности.

Согласовано		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	90-2500226/25-ТКР.ТЧ	Лист
							7

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

Нормативные и расчетные значения показателей физико-механических свойств грунтов приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Нормативные и расчетные значения физико-механических свойств грунтов.

Характеристики грунтов	ИГЭ-I
	Суглинок светло-коричневый, твердый до полутвердого, слабopасадочный до сильнопосадочного, среднедеформируемый, в водонасыщенном состоянии сильнодеформируемый
Влажность природная W, %.	19.7
на границе текучести W _l , %..	33.9
на границе раскатывания W _p , %.	20.1
Число пластичности I _p	13.8
Показатель текучести П	-0.02
Коэффициент водонасыщения Sr, д.е.	0.69
Плотность част. грунта ρ _s , г/см ³	2.71
Плотность грунта ρ, г/см ³	1.82
Плотность сухого грунта ρ _d , г/см ³	1.52
Коэффициент пористости, e	0.784
Удельное сцепление C, МПа	0.020
Угол внутреннего трения φ, град.	21
Одометрический модуль деформации E _{oed} , МПа, при природной влажности/водонас.	7.2/4.1
Общий модуль деформации E, МПа - при природной влажности/водонас.	15.4/8.9
Расчетные значения C, φ, ρ по несущей способности (α = 0.95)	
Удельное сцепление C, МПа	0.018
Коэффициент надежности K _c	1.127
Угол внутреннего трения φ, град.	20
Коэффициент надежности K _φ	1.033
Плотность грунта ρ, г/см ³	1.78
Коэффициент надежности K _ρ	1.020
Расчетные значения C, φ, ρ по деформациям (α = 0.85)	
Удельное сцепление C, МПа	0.019
Коэффициент надежности K _c	1.073
Угол внутреннего трения φ, град.	20
Коэффициент надежности K _φ	1.020
Плотность грунта ρ, г/см ³	1.80
Коэффициент надежности K _ρ	1.010

После обработки визуального описания, выполненных буровых работ и лабораторных испытаний грунтов, принимая во внимание данные действующих нормативных документов (в связи с отсутствием региональных данных) составлена сравнительная Таблица 2 нормативных и расчетных значений показателей свойств грунтов.

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

Таблица 2 - Сравнительная таблица нормативных и расчетных значений показателей свойств грунтов

Номер ИГЭ	Показатели	Лабораторные данные	СП 22.13330	Рекомендуемые
		норматив.	норматив.	нормативные
I	Е, МПа	15,4/8,9	15,5	15,4
	с, МПа	0,020	0,023	0,020
	φ, град.	21	22	21
	ρ, г/см ³	1,82	-	1,82

На основании анализа выполненных полевых работ и лабораторных испытаний грунтов, данных нормативных документов рекомендуется для расчетов при проектировании принимать данные, приведенные в Таблице 2, столбце «Рекомендуемые».

Категория грунтов по сейсмическим свойствам – II (Таблица 4.1 СП 14.13330.2018).

По степени засоленности, согласно ГОСТ 25100-2020 табл. № Б 22 грунты по наихудшему показателю незасолённые.

Таблица 3 – Засоленность грунтов

№ п/п	№ скв.	Глубина взятия образца, м	Сумма солей SO ₄ +Cl, %	Степень засоленности
1	4	1,0	0,067	незасолённый
2	8	1,0	0,122	незасолённый
3	17	1,0	0,023	незасолённый

Степень агрессивного воздействия сульфатов в грунтах на бетоны марок по водонепроницаемости W4–W20 определялась по Таблице В.1 СП 28.13330.2017 (актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85) «Защита строительных конструкций от коррозии».

Результаты коррозионной агрессивности грунтов приведены в Таблице 4:

Таблице 4 Степень агрессивного воздействия сульфатов в грунтах на бетоны марок по водонепроницаемости W4 - W20

№ п/п	№ скважины и глубина взятия пробы	SO ₄ , мг/кг	Группа цемента по сульфатостойкости	W4	W6	W8	W10-W14	W16-W20
1	Скв.4 гл. 1,0 м	620	I	Слабоагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная
			II	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная
			III	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная
2	Скв.8 гл. 1,0 м	950	I	Слабоагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная
			II	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная
			III	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная
3	Скв.17 гл. 1,0 м	210,0	I	Слабоагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная
			II	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная
			III	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная
			III	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная	Неагрессивная

90-2500226/25-ТКР.ТЧ

Лист

9

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм. Кол.уч Лист Подп. Дата

Степень агрессивного воздействия сульфатов в грунтах на группы цемента по сульфатостойкости по наихудшему показателю оценивается:

I группа по сульфатостойкости – как слабоагрессивная для бетонов марки W4 и неагрессивная для бетонов марок W6-W16-20 по водонепроницаемости;

II группа по сульфатостойкости – как неагрессивная для бетонов всех марок по водонепроницаемости;

III группа по сульфатостойкости – как неагрессивная для бетонов всех марок по водонепроницаемости;

Степень агрессивного воздействия хлоридов в грунтах на стальную арматуру железобетонных конструкций определялась по Таблице В.2 СП 28.13330.2017 (актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85) «Защита строительных конструкций от коррозии».

Результаты коррозионной агрессивности грунтов приведены в Таблице 5.

Таблица 5 – Степень агрессивного воздействия хлоридов в грунтах на стальную арматуру железобетонных конструкций

№ п/п	№ скв.	Глубина взятия образца	Показатель агрессивности грунта	На арматуру в бетонах марки W4 – W6
				На арматуру в бетонах марки W8 –
				Более W10
1	4	1,0 м	53,2	неагрессивная
				неагрессивная
				неагрессивная
2	8	1,0 м	277	слабоагрессивная
				неагрессивная
				неагрессивная
3	17	1,0 м	21,3	неагрессивная
				неагрессивная
				неагрессивная

Степень агрессивного воздействия хлоридов в грунтах на стальную арматуру железобетонных конструкций по наихудшему показателю для бетонов марок по водонепроницаемости W4-W6, оценивается как слабоагрессивная, для бетонов марок по водонепроницаемости W8- W10 и более W10 оценивается как неагрессивная.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

90-2500226/25-ТКР.ТЧ

Лист

10

Изм. Кол.уч Лист Недок Подп. Дата

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

Подземные воды на момент проведения изысканий не встречены.

Согласовано							90-2500226/25-ТКР.ТЧ	Лист
								11
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №						

5. Сведения о категории и классе линейного объекта.

В соответствии с п.7 ст.4 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», объект проектирования является сооружением повышенного уровня ответственности.

В соответствии с Федеральным законом от 29 декабря 2004 г. №190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации» и Федеральным законом от 21 июля 1997г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности производственных объектов» объект проектирования не относится к опасным производственным объектам.

Согласно табл.1* СП 62.13330.2011* «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 (с Изменениями №1,2,3,4)» проектируемый газопровод $P_N \leq 0,005$ МПа относится к низкому давлению.

Идентификационные признаки объекта

Назначение. Согласно «Техническому регламенту о безопасности сетей газораспределения и газопотребления» объект является сетью газораспределения, транспортирующей природный газ по территории населённых пунктов, с давлением, не превышающим 0,005 МПа.

Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых влияют на их безопасность: согласно классификации ОК 013-2014 «Общероссийский классификатор основных фондов» газопроводы высокого и низкого давления – трубопровод местный для газа (газопровод) - код 220.42.21.12.120.

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

- умеренно опасная плоскостная и струйчатая эрозия;
- наличие специфических грунтов;
- опасность землетрясений.

Согласно Классификатору объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям (для целей архитектурно-строительного проектирования и ведения единого государственного реестра заключений (ЕГРЗ) экспертизы проектной документации объектов капитального строительства), утверждённому приказом Минстроя России от 02.11.2022 № 928/пр проектируемые газопроводы отнесены к группе сети газоснабжения: код 12.01.006.001 – линейное сооружение сети газоснабжения; код 12.01.006.004 - сооружение перехода через естественные и искусственные преграды газопровода.

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

						90-2500226/25-ТКР.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		12

Принадлежность к опасным производственным объектам. Согласно Федеральному закону РФ от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» сети газораспределения и газопотребления, работающие под давлением природного газа до 0,005 МПа включительно, к опасным производственным объектам не относятся и не подлежат регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов.

Пожарная и взрывопожарная опасность. Согласно Федеральному закону от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» линейный объект является взрывопожароопасным, наружная установка относится к категории повышенной пожароопасности АН (СП 12.13130.2009 раздел 7).

Наличие помещений с постоянным пребыванием людей - отсутствуют.

Уровень ответственности - нормальный.

По техническим условиям №ДЖ – 621 от 05.08.2025 выданными ГУП КР «Крымгазсети» точка подключения: существующий газопровод низкого давления Ø159 мм, проложенный на выходе из ГРПШ в с. Уютное Нижнегорского района; материал труб: сталь; тип прокладки: надземный; максимальное рабочее давление: 0,003 МПа; фактическое (расчетное) давление 0,0027 МПа.

Согласовано		

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

						90-2500226/25-ТКР.ТЧ	Лист 13
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

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

Проектируемая система газоснабжения предназначена для подачи природного газа населению с. Уютное Нижнегорского района Республики Крым.

Максимальная нагрузка (часовой расход газа) согласно ТУ и схеме гидравлического расчета – 552,0 м³/час.

Давление в точке подключения:

- максимальное – **0,003 МПа.**
- фактическое (расчетное) – 0,0027МПа.

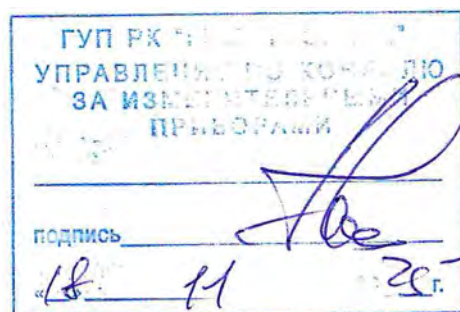
Диаметр проектируемого газопровода принят согласно выполненного гидравлического расчета.

Проект выполнен в объеме:

- прокладка проектируемого газопровода низкого давления Г1, $P \leq 0,0027 \text{ МПа}$ DN 225; DN160; DN110; DN63; DN32

Общая протяженность проектируемого газопровода низкого давления (согласно разбивке по пикетажу) составляет **6623,2 м.**

Установленный в существующем ПРГ узел учета газа имеет пропускную способность в 295,7 м³/ч, что не соответствует максимальной нагрузке в 552,0 м³/ч. В связи с этим, при достижении нагрузки 295,7 м³/ч, необходимо заменить узел учета газа в существующем ПРГ.



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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	90-2500226/25-ТКР.ТЧ	Лист
							14

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

Газопровод низкого давления Г1, $P \leq 0,0027$ МПа.

Протяженность проектируемых газопроводов низкого давления Г1, $P \leq 0,0027$ МПа, составляет (по пикетам):

- труба из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11- $\varnothing 225 \times 20,5$ ГОСТ Р 58121.2-2018 в защитной оболочке длиной $L=633,0$ м в подземном исполнении;
- труба из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11- $\varnothing 160 \times 14,6$ ГОСТ Р 58121.2-2018 в защитной оболочке длиной $L=1831,6$ м в подземном исполнении;
- труба из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11- $\varnothing 110 \times 10,0$ ГОСТ Р 58121.2-2018 в защитной оболочке длиной $L=2941,6$ м в подземном исполнении;
- труба из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11- $\varnothing 63 \times 5,8$ ГОСТ Р 58121.2-2018 в защитной оболочке длиной $L=83,2$ м в подземном исполнении;
- труба из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11- $\varnothing 32 \times 3,0$ ГОСТ Р 58121.2-2018 длиной $L=1131,3$ м в подземном исполнении;
- труба стальная электросварная прямошовная $\varnothing 219 \times 6,0$ по ГОСТ 10705-80 В-20, сортамент по ГОСТ10704-91 длиной $L=1,0$ м в подземном исполнении;
- труба стальная электросварная прямошовная $\varnothing 219 \times 6,0$ по ГОСТ 10705-80 В-20, сортамент по ГОСТ10704-91 длиной $L=0,9$ м в надземном исполнении;
- труба стальная электросварная прямошовная $\varnothing 159 \times 5,0$ по ГОСТ 10705-80 В-20, сортамент по ГОСТ10704-91 длиной $L=0,6$ м в надземном исполнении;

Общая протяженность проектируемого газопровода **низкого давления** (согласно разбивке по пикетажу) составляет **6623,2** м.

Минимальная глубина прокладки газопровода определена согласно п 5.6.4. СП 62.13330.2011* «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002» с учетом инженерно-геологических изысканий и принята не менее 0,8 м до верха трубы.

Открытые участки бетона покрываются Битумно-резиновой мастикой МБР-65 (ГОСТ 15836-79).

Защитное покрытие контрольных трубок, сварных стыков стального подземного газопровода принято «усиленного» типа по ГОСТ 9.602-2016 – ленточное полимерно-битумное (лентой типа «Литкор-НН» ТУ2245-001-48312016-01) и обертка ПОЛИЭТИЛЕН-ОБ 40-ОБ-63 (ТУ2245-004-01297858-99).

Надземный газопровод после испытаний на герметичность покрываются двумя слоями грунт-эмали "Унипол" СБЭ-111 марка Б (ТУ 2313-028-92638584-2014) в цвета согласно ГОСТ14202-69, при этом степень очистки поверхностей стальных конструкций от окислов (окалины, ржавчины) перед нанесением защитных покрытий должна быть третьей (согласно ГОСТ 9.402-80*).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	Нодок	Подп.	Дата	90-2500226/25-ТКР.ТЧ	Лист
							15

Работы необходимо вести в соответствии с правилами производства работ, согласно СП 72.13330.2016 (СНиП 3.04.03-85) «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии».

Все защитные покрытия наносятся в 2 слоя для обеспечения плотного покрытия и повышения защитных свойств материала.

Для газораспределительных сетей устанавливается следующая охранный зона:

- вдоль трасс наружных газопроводов - в виде территории, ограниченной условными линиями, проходящими на расстоянии 2 метров с каждой стороны газопровода;

- вдоль трасс подземных газопроводов из полиэтиленовых труб при использовании медного провода 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;

Охранные зоны газораспределительных сетей установлено постановлением Правительства РФ от 20 ноября 2000 г. N 878 "Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей".

Для обнаружения трасс газопроводов должна осуществляться маркировка:

- для подземных газопроводов - с помощью опознавательных знаков, содержащих информацию о диаметре газопровода, давлении газа в нем, глубине залегания газопровода, материале труб, расстоянии до газопровода, телефонных номерах аварийно-спасательной службы организации, эксплуатирующей этот участок газопровода, и другие сведения.

Для определения местонахождения газопровода приборным методом на расстоянии 0,2м от газопровода укладывается медный провод-спутник сечением 2,5мм с выводом контактов на поверхность и установкой стойки КИП под ковер.

Для определения местонахождения газопровода проектом предусмотрена установка информационных стоек в местах:

- установки люков колодцев газовой сети;
- ответвлений от магистральной трубы, тройники;
- установки подземного газового оборудования (запорная арматура, перепускные клапаны и другие элементы контроля давления);
- границы участков ГНБ (точки заглубления газопровода);
- поворотов трассы;
- пересечений с другими подземными коммуникациями, авто- и железными дорогами;
- границы водных переходов.

На прямолинейных участках трассы опознавательные знаки устанавливаются через 100-150 м.

Места установки информационных стоек уточнить согласно плану газопровода.

Полиэтиленовый газопровод укладывается змейкой в горизонтальной плоскости для компенсации температурных удлинений.

Перед укладкой газопровода в траншею, произвести подсыпку под газопровод песком толщиной 0,1м. Присыпку произвести так же песком на толщину 0,2 м.

Согласовано					
Взам. Инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					
Изм.	Кол.уч	Лист	Нодок	Подп.	Дата

Для исключения повреждения газопровода при проведении земляных работ над газопроводом на высоте 0,2±0,1м от него укладывается желтая сигнальная лента шириной не менее 0,2м с несмываемой надписью "ОСТОРОЖНО ГАЗ". На участках пересечений газопроводов с подземными инженерными коммуникациями лента должны быть уложена вдоль газопровода дважды на расстояние не менее 0,2 м между собой и на 2 м в обе стороны от пересекаемого сооружения в соответствии с проектной документацией. При прокладке газопровода в футляре сигнальная лента не требуется (СП 42-103-2003).

При выборе трассы проектируемых газопроводов приняты максимально-возможные расстояния от проектируемых зданий и сооружений с соблюдением нормативных расстояний до других проектируемых инженерных коммуникаций.

При пересечении с инженерными коммуникациями, газопровод заглубляется на отметку, обеспечивающую нормативное расстояние по вертикали от коммуникаций в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011* «Газораспределительные системы Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002» и требованиями ПУЭ. Земляные работы по прокладке газопроводов вблизи мест пересечения с подземными коммуникациями вести вручную в присутствии представителей соответствующих организаций.

В качестве защиты от несанкционированного доступа посторонних лиц к запорным устройствам проектируется ковер.

Врезка газопровода осуществляется в существующий стальной газопровод низкого давления $P \leq 0,005$ МПа Ø159х5,0, на выходе из ГРПШ в с. Уютное.

Врезка осуществляется сваркой стальных труб, перекрытие газопровода осуществляется через существующий шаровый кран на выходе из существующего ГРПШ.

Присоединение в действующую газораспределительную сеть осуществляется после оформления акта приемки законченного строительства.

После производства работ по врезке, произвести обратную засыпку котлованов мягким грунтом без включения растительного грунта и строительного мусора с тщательным послойным уплотнением слоями, толщина каждого слоя не более 20.

Для прокладки газопровода использовать только трубы, имеющие сертификат качества завода-изготовителя. Не допускается использовать для строительства газопровода трубы сплюсненные, имеющие уменьшение диаметра более 5% от номинального и трубы с надрезами и царапинами глубиной более 0,7 мм.

Полиэтиленовые трубы во время строительства необходимо хранить в условиях, обеспечивающих их сохранность от повреждений. К строительству приступать только при полном обеспечении трубами и соединительными деталями. Сварку полиэтиленовых труб производить при температуре окружающего воздуха от -15 до +40°С.

Сварка газопроводов из стальных труб осуществляется электродуговой и газовой сваркой.

Сварка ПЭ-газопроводов осуществляется нагретым инструментом встык (соединение труб футляров, соединение труб на прямых участках трассы одинакового

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

						90-2500226/25-ТКР.ТЧ	Лист
							17
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

диаметра, толщины стенок и материала) и с помощью деталей с закладными нагревателями (соединения на границах ГНБ, соединения тройников, отводов и редукционных муфт без закладного электронагревателя, соединения труб на прямых участках трассы одинакового диаметра с разным защитным покрытием).

Сварку встык нагретым инструментом не следует применять для соединения длинномерных труб, полиэтиленовых труб и соединительных деталей, изготовленных из ПЭ разных наименований, а также, если трубы и детали имеют:

- толщину стенки по торцам менее 5 мм;
- разную толщину стенок (SDR).

Согласно СП 62.13330.2011 табл.14:

- надземные стальные газопроводы низкого давления $P \leq 0.005$ Мпа не подлежат контролю стыков;
- подземные газопроводы низкого давления $P \leq 0.005$ Мпа подлежат контролю стыков 10, но не менее одного стыка;
- подземные газопроводы низкого давления $P \leq 0.005$ Мпа, проложенные по участкам с особыми условиями, при пересечении автодорог и при пересечении водных преград подлежат 100% контролю стыков.

При прокладке проектируемого газопровода в насыпном грунте, необходимо отсеять строительный мусор на всю глубину засыпаемой траншеи. Обратную засыпку произвести слоями по 200мм с проливкой и тромбованием на всю глубину засыпаемой траншеи.

Согласно ТУ №316/ТП-2025 от 12.08.2025 от ООО «Крымская водная компания» расстояние в свету до верхней образующей газопровода/футляра предусмотреть не менее 0.5м.

Описание технического решения пересечения газопровода с водопроводом и кабелем связи отображено на л.25-26 графической части тома ТКР.

Пересечение автомобильной дороги 35 ОП МЗ 35Н-384 «Уютное-Зоркино-Чкалово» согласно ТУ от 14.08.2025 №74 ГКУ «Служба автомобильных дорог Республики Крым».

Строительство газопровода производить в соответствии с:

- Техническим регламентом о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29.10.2010г. №870;
- СП 62.13330.2011* «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002»;
- СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб».

С целью безопасной эксплуатации наружного газопровода, необходимо заключить договор с организацией, выполняющей работы по техническому обслуживанию и ремонту газопровода и технических устройств, в котором должны быть определены объемы работ по техническому обслуживанию и ремонту, регламентированные обязательства в обеспечении условий безопасности и надежности эксплуатации.

Срок полезного использования объекта – 40 лет.

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

						90-2500226/25-ТКР.ТЧ	Лист 18
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Сроки службы	
Для стальных газопроводов	Составляет 50 лет, по окончании провести диагностику или реконструкцию
Для полиэтиленовых газопроводов	Составляет 50 лет, по окончании провести диагностику или реконструкцию
Муфта ПЭ	Составляет 50 лет
Неразъемное соединение ПЭ-сталь	Составляет 40 лет
Заглушка ПЭ	Составляет 50 лет
Заглушка стальная	Составляет 40 лет
Задвижка с ПЭ патрубками в подземном исполнении (под ковер)	Составляет 50 лет
Кран шаровой изолирующий	Составляет 40 лет
Контрольно-измерительный пункт	Составляет 25 лет

Испытание газопроводов на герметичность.

Перед производством работ по присоединению вновь построенного газопровода к действующей сети газопотребления проводится контрольная опрессовка воздухом.

После строительства газопровода, необходимо выполнить испытание его на герметичность.

Для испытания на герметичность воздухом газопровод в соответствии с проектом производства работ следует разделить на отдельные участки, ограниченные заглушками или закрытые линейной арматурой и запорными устройствами перед газоиспользующим оборудованием, с учетом допускаемого перепада давления для арматуры (устройств) данного типа.

Стальной надземный газопровод низкого давления ($P \leq 0,005 \text{ МПа}$) испытывается давлением 0,3 МПа в течение 24 часа.

Стальной подземный газопровод низкого давления ($P \leq 0,005 \text{ МПа}$) испытывается давлением 0,6 МПа в течение 24 часа.

Полиэтиленовый подземный газопровод низкого давления ($P \leq 0,005 \text{ МПа}$) испытывается давлением 0,3 МПа в течение 24 часа.

Для проведения испытания на герметичность и прочность следует фиксировать падение давления в газопроводе манометрами классом точности не ниже 0,4 или жидкостными манометрами. Применение манометров без указания класса точности не допускается.

Температура наружного воздуха в период испытания полиэтиленовых газопроводов должна быть не ниже минус 20 °С.

Результаты испытания на герметичность считают положительными, если в течение испытания падение давления в газопроводе фиксируется в пределах одного деления шкалы по манометрам классом точности не ниже 0,4 или жидкостным манометрам.

Защита газопровода от коррозии

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

Изм.	Кол.уч	Лист	Нодок	Подп.	Дата	90-2500226/25-ТКР.ТЧ	Лист
							19

Проектируемые подземные стальные газопроводы низкого давления ГОСТ 10705-80* (группа В), сортамент по ГОСТ 10704-91, имеют пассивную защиту от коррозии и проникновения блуждающих токов с помощью изоляции "усиленного типа" (из экструдированного полиэтилена).

Так как длина проектируемых подземных стальных газопроводов не превышает длину 10м, электрохимзащита данных газопроводов не предусмотрена согласно п.8.1.5 ГОСТ 9.602-2016. Засыпка траншей подземных стальных газопроводов предусмотрена мелкозернистым песком.

Активная (электрическая) защита футляров не требуется. Футляры в проектной документации запроектированы из полиэтиленовых труб, следовательно, не подвергаются коррозионному влиянию грунтов и не нуждаются в защите от коррозии.

Надземный газопровод после испытаний на герметичность покрывается двумя слоями грунт-эмали "Унипол" СБЭ-111 марка Б (ТУ 2313-028-92638584-2014) в цвета согласно ГОСТ14202-69, при этом степень очистки поверхностей стальных конструкций от окислов (окалины, ржавчины) перед нанесением защитных покрытий должна быть третьей (согласно ГОСТ 9.402-80*). Окрасочные работы необходимо вести в соответствии с правилами производства работ, согласно СНиП 3.04.03-85 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии».

На месте врезки перед входом в землю стального газопровода низкого давления, устанавливается изолирующее соединение ГИС ПП Ду150.

Согласовано		

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

8. Перечень мероприятий по энергосбережению.

Проектная документация разработана в соответствии с Федеральным законом "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" от 23.11.2009 № 261-ФЗ, с изм. и доп. вступ. в силу с 01.01.2018 г.

В проектной документации предусмотрены мероприятия по обеспечению энергетической эффективности сооружения:

- принятие мер по исключению потерь энергоресурса, транспортируемого по проектируемым газопроводам, в первую очередь в следствии утечек, что достигается применением запорной арматуры класса герметичности не ниже класса В, - применением уплотнительных материалов в соединительных элементах, обеспечивающих требуемый уровень герметичности;

- применением изоляционного покрытия (для подземного газопровода) и средства ЭХЗ (для подземных участков стального газопровода);

- согласно п.4.10 СП62.13330.2011* с изм.1,2,3,4 используемые в проекте материалы, изделия для сетей газораспределения применяются по действующим стандартам и другим нормативным документам на их изготовление, поставку, сроки службы, характеристики, свойства и назначение (область применения) которых соответствуют условиям их эксплуатации.

- современных методов и приборов для контроля сварных стыков;

- высокоэффективных изоляционных материалов.

В проектной документации выбор технических и технологических устройств, материала и конструкция труб, соединительных деталей, защитных покрытий, способ прокладки газопровода осуществляется с учетом, требуемых по условиям эксплуатации параметров давления и температуры природного газа, гидрогеологических данных, природных условий и техногенных воздействий.

Согласовано		

Инов. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. Инов. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	90-2500226/25-ТКР.ТЧ	Лист
							21

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

Количество, тип грузоподъемных и транспортных средств и других механизмов, используемых в процессе строительства представлено в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Перечень машин и механизмов для строительных работ

Наименование строительных машин	Марка машин и основные характеристики	Кол-во машин
Экскаватор-погрузчик	ЭО-3322, ковш шириной 700мм, емкость ковша 0.4м ³ , макс. глубина копания 4.2м, наибольшая высота выгрузки ковша 4.8м, масса 14тонн, мощность двигателя 74кв(100л.с.), размер 7.6х2.5х3.7м	1
Бульдозер	Komatsu D39EX/PX-22, ширина отвала 3м, угол поворота отвала 250, масса 9.4тонн, мощность двигателя 79кв(108л.с.), размер 4.3х2.4х3.0м	1
Автомобильный кран	КС 3577, грузоподъемность 14 тонн, длина стрелы 8 метров, высота подъема 9 метров, масса 15.5тонн, мощность двигателя 169кв(230л.с.), размер 9.9х2.5х3.7м	1
Трубоукладчик	Liebherr RL 22 B Litronic, грузоподъемность 21.2 тонн, длина стрелы 4.7 метров, масса 20.5тонн, мощность двигателя 97кв(132л.с.), размер 4.2х3.0х3.3м	2
Автомобиль самосвал	КАМАЗ 65115-7058-48, грузоподъемностью 15тонн, масса 25.2тонн, мощность двигателя 221кв(300л.с.), размер 10.3х2.6х2.9м	2
Автомобиль бортовой	МАЗ 5340С5-8575-000, грузоподъемностью 10тонн, масса 25.2тонн, мощность двигателя 246кв(330л.с.), размер 6.2х2.6х2.5м	1
Автобус	УСТ 5453 Урал 532362-1151-70, 32 посадочных места, масса	1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

	18.3тонн, мощность двигателя 228кв(310л.с.), размер 10.8x2.5x3.3м	
Дизельный генератор для обеспечения электричеством временных зданий и сооружений и для обеспечения электричеством участка производства работ	ТСС АД-45С-Т400-1РКМ5 на прицепе. Мощность 45кВт	2
Электрический компрессор для пневмотрамбовок испытаний газопровода	Hansmann RS11A-8 Рабочее давление 0.8МПа. Мощностью 11 кВт	1
Пневмотрамбовка	И-157	4
Аппарат для автоматической сварки полиэтиленовых труб <встык>	<PLASTIFUSE> фирмы <SAURON> или аналогичного типа	1
Генератор напряжения	<PLUTONARC> фирмы <SAURON> или аналогичного типа	1
Сварочный трансформатор для сварки стальных труб	ТДМ-259	1
Компрессорная установка	Remeza СБ 4/С-100 LB 30 А 21688	1
Позиционер-центратор многоцелевой или аналогичного типа для сборки и сварки полиэтиленовых соединительных деталей	<PROLINE>	2
Ножницы гильотинные механические для полиэтиленовых труб	—	1
Буровая установка	«Vermeer Navigator» D50x100a с тяговым усилием 220.6кН (22.5тс), масса 16.6тонн, мощность двигателя 136кв(185л.с.), размер 9.1x2.4x3.1м	1
Установка для приготовления буровой смеси	-	1
Локационная система для отслеживания буровой головки	-	1
Ёмкость для сбора отработанной буровой суспензии	-	4
Пакеты буровых штанг	-	-
Рентгено-магнитографическая лаборатория	РМЛ-213	1
Самооткачивающий погружной насос	DW (Grundfos) SBA 3-45. Производительность 6м³/ч Мощность 0.6кВт	2
Установка для мойки колес	Мойдодыр-К-4	2
Осветительные вышки	Прожектор типа РСМ	8

Приведенный выше перечень используемых механизмов является рекомендуемым и уточняется подрядной организацией на стадии разработки ППР.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	90-2500226/25-ТКР.ТЧ	Лист
							23

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

Процентное соотношение численности работающих по их категориям принято в соответствии с «Расчетными нормативами для составления проектов организации строительства» Часть I, п.10.9, таблица 46, б) линейное строительство и представлено в таблице.

Таблица 10.1 Численность работающих

Год начала строительства	Общая численность работающих, чел.	В том числе			
		Рабочие (83,4%)	ИТР (9%)	Служащие (5,9%)	МОП и охрана (1,7%)
	48	40	4	3	1

$$P = \frac{Q}{(T \times t \times D)} = \frac{20093.69}{(2.9 \times 8 \times 22)} = 40 \text{ чел. (рабочие)}$$

где:

P - количество работающих, занятых на СМР, чел.;

Q - общая трудоемкость, 20093.69 чел.-ч согласно СМР;

T - продолжительность строительства, 2.9 мес.;

t - продолжительность рабочей смены, 8 час;

D - среднее количество рабочих дней в месяце - 22 дня.

Общая численность работающих принята – 48 человек.

Количество рабочих в наиболее многочисленную смену – $40 \times 0,7 = 28$ человек.

Количество ИТР, служащих, МОП и охрана в наиболее многочисленную смену – $8 \times 0,8 = 6$ чел.

Количество работающих в смену – $28 + 6 = 34$ чел.

Для нужд строительства на период прокладки инженерных коммуникаций используются бытовые помещения, установленные на период строительства здания.

Таблица 13.2 Численность работающих в смену

Число работающих в сутки, чел.			Число работающих в наиболее многочисленную смену, чел.		
Всего	в том числе		Всего	в том числе	
	Рабочих	ИТР, служащих, МОП и охрана		Рабочих	ИТР служащих, МОП и охрана
48	40	8	34	28	6

Проектом предусмотрено командирование рабочих из г. Симферополь с временным проживанием в пгт. Нижнегорский (94 км) и ежедневной доставкой рабочих на объект (в с. Уютное) и обратно на расстояние 18 км (в один конец).

Проверить и уточнить данные

Потребность в жилье и социально-бытовом обслуживании персонала,

[illegible][illegible][illegible]

	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Population	76.5	80.5	84.5	88.5	92.5	96.5	100.5	104.5	108.5
GDP (US\$)	100	110	120	130	140	150	160	170	180
Urban population (%)	45	50	55	60	65	70	75	80	85
Rural population (%)	55	50	45	40	35	30	25	20	15
Life expectancy at birth (years)	55	60	65	70	75	80	85	90	95
Fertility rate (children per woman)	5.5	4.5	3.5	2.5	1.5	0.5	-0.5	-1.5	-2.5
Mortality rate (per 1,000 live births)	25	20	15	10	5	2	1	0.5	0.2
Health expenditure (US\$ per capita)	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Government expenditure (%)	15	18	20	22	24	26	28	30	32
Private expenditure (%)	85	82	80	78	76	74	72	70	68
Healthcare workers (per 1,000 people)	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3
Hospital beds (per 1,000 people)	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
Drugs consumption (kg per 1,000 people)	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Antibiotic resistance (%)	5	10	15	20	25	30	35	40	45
Vaccine coverage (%)	80	85	90	95	98	99	100	100	100
Infectious diseases deaths (per 1,000 people)	15	12	10	8	6	4	3	2	1
Non-communicable diseases deaths (per 1,000 people)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Total deaths (per 1,000 people)	20	18	17	16	15	14	13	12	11
Maternal mortality ratio (per 100,000 live births)	100	80	60	40	20	10	5	3	2
Infant mortality rate (per 1,000 live births)	15	12	10	8	6	4	3	2	1
Under-five mortality rate (per 1,000 live births)	20	16	13	10	8	6	4	3	2
Stillbirth rate (per 1,000 stillbirths)	10	8	6	4	3	2	1	0.5	0.2
Newborn mortality rate (per 1,000 live births)	12	10	8	6	4	3	2	1	0.5
Prevalence of HIV/AIDS (%)	0	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0
Tuberculosis incidence (per 100,000 people)	100	80	60	40	20	10	5	3	2
Malaria incidence (per 100,000 people)	100	80	60	40	20	10	5	3	2
Dysentery incidence (per 100,000 people)	100	80	60	40	20	10	5	3	2
Diarrhoeal disease incidence (per 100,000 people)	100	80	60	40	20	10	5	3	2
Respiratory infections incidence (per 100,000 people)	100	80	60	40	20	10	5	3	2
Cancer incidence (per 100,000 people)	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Stroke incidence (per 100,000 people)	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Heart disease incidence (per 100,000 people)	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Alcohol consumption (litres per person)	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Tobacco consumption (grams per person)	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Air pollution index	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Water supply access (%)	80	85	90	95	98	99	100	100	100
Sanitation access (%)	70	75	80	85	90	95	98	99	100
Waste management access (%)	60	65	70	75	80	85	90	95	98
Greenhouse gas emissions (CO ₂)	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Biodiversity loss (%)	5	10	15	20	25	30	35	40	45
Forest cover (%)	40	35	30	25	20	15	10	5	2
Ocean acidification index	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Sea level rise (cm)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Disaster risk index	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Climate change impact score	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Renewable energy share (%)	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Nuclear energy share (%)	0	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0
Solar energy share (%)	0	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0

[illegible][illegible][illegible][illegible][illegible][illegible][illegible]

	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Population	76.5	80.5	84.5	88.5	92.5	96.5	100.5	104.5	108.5
GDP (US\$)	100	110	120	130	140	150	160	170	180
Urban population (%)	25	30	35	40	45	50	55	60	65
Rural population (%)	75	70	65	60	55	50	45	40	35
Life expectancy at birth (years)	55	60	65	70	75	80	85	90	95
Fertility rate (children per woman)	5.5	4.5	3.5	2.5	1.5	0.5	-0.5	-1.5	-2.5
Mortality rate (per 1,000 live births)	25	20	15	10	5	2	1	0.5	0.2
Healthcare expenditure (% of GDP)	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Government expenditure (% of GDP)	15	18	20	22	24	26	28	30	32
Private sector contribution (% of GDP)	85	82	80	78	76	74	72	70	68
Unemployment rate (%)	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Inflation rate (%)	5	8	10	12	15	18	20	22	25
Interest rate (%)	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Exchange rate (local currency / US\$)	100	110	120	130	140	150	160	170	180
Trade balance (% of GDP)	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Foreign debt (% of GDP)	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Public debt (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Private debt (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Central bank assets (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Monetary base (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
M2 money stock (% of GDP)	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Credit to private sector (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Savings rate (% of GDP)	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Investment rate (% of GDP)	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Consumption rate (% of GDP)	90	88	86	84	82	80	78	76	74
Government consumption (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Private consumption (% of GDP)	85	82	80	78	76	74	72	70	68
Capital formation (% of GDP)	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Fixed capital formation (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Change in fixed capital formation (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Current account balance (% of GDP)	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Export of goods and services (% of GDP)	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Import of goods and services (% of GDP)	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Balance of trade (% of GDP)	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Balance of payments (% of GDP)	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Direct investment (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Portfolio investment (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Other investment (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Reserve assets (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Net international reserves (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Official development assistance (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Grants (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Loans (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Technical cooperation (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Disbursements (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Repayments (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Net disbursements (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Debt service (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Principal repayments (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Interest payments (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Net transfers (% of GDP)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Gifts (% of GDP)	5	6	7	8	9	10			

	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Population	76.5	80.5	84.5	88.5	92.5	96.5	100.5	104.5	108.5
GDP per capita	1,200	1,500	1,800	2,100	2,400	2,700	3,000	3,300	3,600
Life expectancy at birth	65	68	71	74	77	80	83	86	89
Urban population (%)	35	40	45	50	55	60	65	70	75
Employment rate (%)	55	58	61	64	67	70	73	76	79
Unemployment rate (%)	15	12	10	8	7	6	5	4	3
Government expenditure as % of GDP	18	20	22	24	26	28	30	32	34
Private consumption as % of GDP	55	58	61	64	67	70	73	76	79
Investment as % of GDP	15	18	21	24	27	30	33	36	39
Exports as % of GDP	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Imports as % of GDP	12	14	16	18	20	22	24	26	28
Current account balance as % of GDP	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2
Foreign direct investment as % of GDP	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Official development assistance as % of GDP	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3
Household savings as % of GDP	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Corporate savings as % of GDP	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Government savings as % of GDP	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Total savings as % of GDP	18	22	26	30	34	38	42	46	50
Public debt as % of GDP	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Private debt as % of GDP	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Total debt as % of GDP	60	70	80	90	100	110	120	130	140
Net foreign assets as % of GDP	-10	-12	-14	-16	-18	-20	-22	-24	-26
Net international reserves as % of GDP	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Net official development assistance as % of GDP	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3
Net private capital flows as % of GDP	4.5	5.4	6.3	7.2	8.1	9.0	9.9	10.8	11.7
Net public capital flows as % of GDP	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3
Net private capital flows excluding FDI as % of GDP	4.0	4.8	5.6	6.4	7.2	8.0	8.8	9.6	10.4
Net private capital flows including FDI as % of GDP	4.5	5.4	6.3	7.2	8.1	9.0	9.9	10.8	11.7
Net public capital flows excluding ODA as % of GDP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Net public capital flows including ODA as % of GDP	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3
Net private capital flows excluding ODA as % of GDP	4.0	4.8	5.6	6.4	7.2	8.0	8.8	9.6	10.4
Net private capital flows including ODA as % of GDP	4.5	5.4	6.3	7.2	8.1	9.0	9.9	10.8	11.7
Net private capital flows excluding ODA as % of GDP	4.0	4.8	5.6	6.4	7.2	8.0	8.8	9.6	10.4
Net private capital flows including ODA as % of GDP	4.5	5.4	6.3	7.2	8.1	9.0	9.9	10.8	11.7
Net private capital flows excluding ODA as % of GDP	4.0	4.8	5.6	6.4	7.2	8.0	8.8	9.6	10.4
Net private capital flows including ODA as % of GDP	4.5	5.4	6.3	7.2	8.1	9.0	9.9	10.8	11.7
Net private capital flows excluding ODA as % of GDP	4.0	4.8	5.6	6.4	7.2	8.0	8.8	9.6	10.4
Net private capital flows including ODA as % of GDP	4.5	5.4	6.3	7.2	8.1	9.0	9.9	10.8	11.7
Net private capital flows excluding ODA as % of GDP	4.0	4.8	5.6	6.4	7.2	8.0	8.8	9.6	10.4
Net private capital flows including ODA as % of GDP	4.5	5.4	6.3	7.2	8.1	9.0	9.9	10.8	11.7
Net private capital flows excluding ODA as % of GDP	4.0	4.8	5.6	6.4	7.2	8.0	8.8	9.6	10.4
Net private capital flows including ODA as % of GDP	4.5	5.4	6.3	7.2	8.1	9.0	9.9	10.8	11.7
Net private capital flows excluding ODA as % of GDP	4.0	4.8	5.6	6.4	7.2	8.0	8.8	9.6	10.4
Net private capital flows including ODA as % of GDP	4.5	5.4	6.3	7.2	8.1	9.0	9.9	10.8	11.7
Net private capital flows excluding ODA as % of GDP	4.0	4.8	5.6	6.4	7.2	8.0	8.8	9.6	10.4
Net private capital flows including ODA as % of GDP	4.5	5.4	6.3	7.2					

[illegible]

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

Охрана труда в строительстве должна представлять собой систему взаимосвязанных мероприятий, направленных на создание безопасных условий для выполнения СМР.

Эксплуатацию объектов газораспределения и газопотребления осуществлять в соответствии с требованиями:

Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления», утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.11.2013 №542;

Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ», утвержденные приказом Ростехнадзора от 20.11.2017г. №485;

ГОСТ Р 54983-2012 «Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация»;

нормативно-технической документации, организациями, имеющими свидетельство о допуске к определенному виду работ в соответствии с действующим законодательством.

При производстве работ всех видов на поврежденных подземных газопроводах должны приниматься меры, исключающие воспламенение газа, выходящего из газопроводов. Если при раскопке имеется угроза отравления или удушья газом, работники должны использовать противогазы.

При ремонтных работах в загазованной среде должны применяться инструменты из цветного металла, исключающие возможность искрообразования. Рабочая часть инструментов из черного металла должна быть обильно смазана солидолом или другой смазкой.

Применение в загазованной среде электрических инструментов, дающих искрение, запрещается.

Резьбовые и сварные соединения, которые разбирались для проведения ремонтных работ, после сборки должны проверяться на герметичность при рабочем давлении мыльной эмульсией или с помощью высокочувствительных газоанализаторов. Проверка открытым огнем запрещается.

При производстве работ, связанных с применением сварочных и огневых работ (врезка, обрезка газопроводов) давление газа должно быть снижено до 40 - 200 даПа (40 - 200 мм вод. ст.). В случае отклонения давления газа от заданных параметров работы должны быть приостановлены до выявления причин отклонения от установленных параметров и их устранения.

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

						90-2500226/25-ТКР.ТЧ	Лист 26
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Если работы проводились по восстановлению герметичности газопровода (заменой отдельного его участка), то он должен быть продут газом через продувочные свечи.

Окончание продувки необходимо определить путем анализа или взятия пробы газовой смеси в емкость с мыльной эмульсией и последующим поджогом вне сооружений и помещений.

При спокойном возгорании газа (без хлопков) на поверхности эмульсии продувка может быть прекращена.

Объемная доля кислорода в пробе газа не должна превышать 1% по объему.

Газопроводы при освобождении от газа должны продуваться воздухом или инертным газом до полного вытеснения газа. Объемная остаточная доля газа в продувочном воздухе не должна превышать 20% от нижнего предела воспламеняемости.

Продувка газопроводов должна осуществляться в местах, где исключена возможность попадания газовой смеси в здание, а также воспламенения от какого-либо источника огня. Места сброса газа в атмосферу должны быть ограждены, у места сброса должен быть выставлен дежурный персонал и установлены предупредительные знаки "Огнеопасно - газ". У места сброса газа запрещается курение, пользование открытым огнем, нахождение посторонних лиц.

В случае воспламенения газа при утечке из газопровода тушение пламени в зависимости от характера очага должно производиться одним из следующих способов:

- замазыванием места выхода газа глиной;
- набрасыванием на пламя мокрых брезентов или кошмы;
- сбиванием пламени струей воды, воздуха или инертного газа (азота, углекислого газа).

10. Работы по техническому обслуживанию (обход) газопроводов, сооружений и оборудования должны осуществляться бригадой, количественный состав которой должен соответствовать требованиям Федерального законодательства и нормативно-технической документации.

11. При техническом обслуживании (обход) подземных газопроводов и сооружений на них, расположенных в пределах проезжей части дороги (улицы), бригада рабочих должна быть предварительно проинструктирована руководителем работ о мерах безопасности и правилах дорожного движения. Работники должны быть одеты в оранжевые жилеты.

12. При устранении ледяных закупорок в газопроводах паром паропроводы должны надежно крепиться к штуцерам котла и газопроводу для исключения возможности срыва шланга давлением пара и ожога работников.

Работники, производящие пропаривание, должны работать в брезентовых костюмах и рукавицах.

Работы по прочистке внутренней полости газопроводов от засорения и пробок (ледяных, смоляных, нафталиновых и др.) с применением стальной проволоки

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

диаметром 6-8 мм должны производиться при помощи пробки на газопроводе или приспособления, обеспечивающего минимальный выход газа наружу.

13. При производстве работ по устранению ледяных (снежных), смоляных и нафталиновых пробок, образовавшихся в газопроводах, с применением технического спирта или других растворителей работники до начала работы должны пройти специальный инструктаж по безопасным методам проведения работ. К этим работам должны допускаться наиболее квалифицированные работники.

14. Прочистку газопроводов метиловым спиртом и этанольными фракциями должны производить двое рабочих, один из которых назначается старшим и является ответственным за безопасность работ. На рабочем при этом должна быть спецодежда, шланговый противогаз, а руки защищены резиновыми перчатками.

15. Запрещается выливать остатки спиртовых отходов на улице, во дворах или местах общего пользования.

16. При обнаружении утечки газа должны быть немедленно приняты меры по предупреждению проникания газа внутрь помещений. Одновременно должны быть приняты меры к ликвидации утечки газа.

17. Земляные и буровые работы, связанные с ремонтом подземных газопроводов и сооружений на них, должны выполняться при наличии письменного разрешения местного органа самоуправления и организаций, отвечающих за эксплуатацию подземных коммуникаций. К разрешению должен быть приложен план (схема) с указанием расположения и глубины заложения подземных коммуникаций.

18. Перед началом земляных и буровых работ на улицах, в проездах и во дворах необходимо вызвать представителей организаций, имеющих в данном месте подземные инженерные коммуникации, с целью указания точного их местоположения или присутствия при выполнении работ во избежание повреждения этих коммуникаций, а также несчастных случаев от поражения электрическим током.

19. В зоне действующих подземных коммуникаций земляные работы должны проводиться под непосредственным наблюдением руководителей работ по наряду - допуску, а в охранной зоне коммуникаций, кроме того, и под наблюдением представителя организации, эксплуатирующей эти коммуникации. При работах следует руководствоваться правилами производства земляных и ремонтных работ на проездах, утвержденными местными органами самоуправления.

20. При производстве земляных и буровых работ на проезжей части дороги (улицы) бригада рабочих должна быть предварительно проинструктирована руководителем работ о мерах безопасности и правилах дорожного движения, утвержденных в установленном порядке.

21. Рабочие, производящие вскрытие бетонных и асфальтобетонных дорожных покрытий пневматическими молотками, во время работы должны обязательно надевать защитные очки и виброзащитные рукавицы.

22. До начала земляных работ на улицах и во дворах перед рытьем шурфов, котлованов или траншей необходимо:

- место работы оградить по всему периметру;
- при производстве работ на улице выставить предупредительные знаки на

Согласовано					
Взам. Инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					
Изм.	Кол.уч	Лист	Нодок	Подп.	Дата

расстоянии 5 м со стороны движения транспорта;

- с наступлением темноты установить на ограждении с лобовой стороны на высоте 1,5 м светоотражающие знаки или сигнальный красный свет. Место работы осветить прожекторами или переносными электрическими лампочками, установленными на высоте не менее 2 м, при этом электрошнур должен иметь исправную изоляцию и находиться в резиновом шланге, а на электролампы должны быть надеты предохранительные сетки.

Эксплуатация сетей газораспределения должна осуществляться в соответствии с ГОСТ Р 54983-2012 и с техническим регламентом о безопасности сетей газораспределения и газопотребления, утвержденного постановлением от 29 октября 2010 г. № 870.

Эксплуатация объектов сетей газораспределения должна осуществляться газораспределительными (ГРО) или другими эксплуатационными организациями, оказывающими услуги по их техническому обслуживанию и ремонту на законном основании. В договорах оказания услуг по техническому обслуживанию и ремонту объектов сетей газораспределения должны быть определены объемы работ, выполняемых эксплуатационными организациями, установлены границы эксплуатационной ответственности и обязательства эксплуатационных организаций и владельцев объектов по обеспечению условий их безопасной эксплуатации.

Технические устройства, оборудование и материалы, используемые в процессе эксплуатации объектов сетей газораспределения, должны соответствовать установленным нормативным требованиям к их транспортированию, хранению и области применения. Номенклатура изделий, требующих получения специального разрешения к применению на объектах сетей газораспределения, устанавливается федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным в области промышленной безопасности.

Аварийно-диспетчерское обслуживание объектов сетей газораспределения должно проводиться круглосуточно (включая выходные и праздничные дни).

По каждому факту возникновения аварии и инцидента, произошедших в процессе эксплуатации объектов сетей газораспределения, должно проводиться техническое расследование причин их возникновения в соответствии с Порядком проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (с изменениями на 15 августа 2017 года), утвержденного приказом от 19.08.2011 г. № 480. По результатам технического расследования владельцами объектов сетей газораспределения должны разрабатываться организационно-технические мероприятия и приниматься своевременные меры по предупреждению повторения подобных происшествий.

Расследование несчастных случаев на производстве при эксплуатации объектов сетей газораспределения должно проводиться в соответствии с Трудовым кодексом РФ.

При технической эксплуатации сетей газораспределения должны выполняться следующие виды работ:

Изм.	Кол.уч	Лист	Нодок	Подп.	Дата	90-2500226/25-ТКР.ТЧ	Лист
							29

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

- ввод в эксплуатацию законченных строительством газопроводов, пунктов редуцирования газа, средств электрохимической защиты от коррозии стальных подземных газопроводов (средств ЭХЗ), средств автоматизированной системы управления технологическим процессом (средств АСУ ТП);
- мониторинг технического состояния газопроводов и пунктов редуцирования газа, включая проверку состояния охранных зон, технический осмотр, техническое обследование, оценку технического состояния, техническое диагностирование;
- техническое обслуживание газопроводов, пунктов редуцирования газа, средств ЭХЗ и АСУ ТП;
- текущий и капитальный ремонты газопроводов, пунктов редуцирования газа, средств ЭХЗ и АСУ ТП;
- проверка наличия и удаление конденсата из конденсатосборников и гидрозатворов;
- контроль интенсивности запаха газа в конечных точках сети газораспределения;
- контроль давления газа в сети газораспределения;
- контроль и управление режимами сетей газораспределения;
- аварийно-диспетчерское обслуживание объектов сетей газораспределения;
- утилизация (ликвидация) и консервация газопроводов и пунктов редуцирования газа при выводе их из эксплуатации.

В процессе эксплуатации сети газораспределения должны выполняться следующие регламентные работы по мониторингу технического состояния газопроводов:

- проверка состояния охранных зон газопроводов;
- технический осмотр (осмотр технического состояния) подземных и надземных газопроводов;
- техническое обследование подземных газопроводов;
- оценка технического состояния подземных и надземных газопроводов;
- техническое диагностирование подземных газопроводов.

При техническом осмотре подземных газопроводов должны выполняться следующие виды работ:

- выявление утечек газа;
- проверка внешним осмотром состояния сооружений и технических устройств надземной установки (защитных футляров газовых вводов, средств ЭХЗ, запорной арматуры, коверов, контрольных трубок и др.), настенных знаков привязок газопровода, крышек газовых колодцев;
- очистка крышек газовых колодцев и коверов от снега, льда и загрязнений;
- выявление пучений, просадок, оползней, обрушений грунта.

При техническом осмотре надземных газопроводов должны выполняться внешним осмотром проверки:

- состояния газопроводов (с выявлением их перемещений за пределы опор, вибраций и деформаций, необходимости окраски), их опор и креплений;
- состояния защитных футляров газопроводов в местах входа и выхода из земли;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	90-2500226/25-ТКР.ТЧ		Лист
								30

- состояния запорной арматуры, компенсаторов, электроизолирующих соединений, средств защиты от падения электропроводов, габаритных знаков в местах проезда автотранспорта.

Технический осмотр подземных и надземных газопроводов должен проводиться в сроки, обеспечивающие безопасность их эксплуатации, но не реже приведенных в таблице 1 ГОСТ Р 54983-2012.

Производство газоопасных работ

Газоопасные работы выполняют по наряду-допуску. Наряд-допуск на производство газоопасных работ оформляют в соответствии с Приложением А ГОСТ 34741-2021 или нормативными документами.

Перечень таких работ, порядок оформления нарядов-допусков, а также перечни должностей специалистов, имеющих право руководить этими работами, утверждаются работодателем (руководителем организации). Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными работодателями (руководителями организации).

Действующие наружные газопроводы должны подвергаться периодическим обходам, приборному техническому обследованию, диагностике технического состояния, а также текущим и капитальным ремонтам с установленной периодичностью. Установленная на газопроводах запорная арматура должна подвергаться ежегодному техническому обслуживанию и при необходимости - ремонту. Сведения о техническом обслуживании заносятся в журнал, а о капитальном ремонте (замене) - в паспорт газопровода.

При обходе подземных газопроводов должны выявляться утечки газа на трассе газопровода по внешним признакам и приборами (отбор и анализ проб) на присутствие газа в колодцах и камерах инженерных подземных сооружений (коммуникаций), контрольных трубках, подвалах зданий, шахтах, коллекторах, подземных переходах, расположенных на расстоянии до 15 м по обе стороны от газопровода; уточняться сохранность настенных указателей, ориентиров сооружений и устройств электрохимической защиты; очищаться крышки газовых колодцев и ковров от снега, льда и загрязнений; выявляться пучения, просадки, оползни, обрушения и эрозии грунта, размывы газопровода паводковыми или дождевыми водами; контролироваться условия производства строительных работ, предусматривающие сохранность газопровода от повреждений.

При появлении опасности нарушения сохранности засыпки траншеи и оснований газопровода, обвалования, верха земляной подушки опор и (или) основания фундаментов под опоры следует обеспечить выполнение компенсирующих мероприятий, обеспечивающих их устойчивость (укрепление, отвод поверхностных вод, изменение течения воды в водных преградах и другие).

При недостаточности этих мер следует принимать решение с проектной организацией по дальнейшей эксплуатации газопровода или переносу (перекладке) газопровода.

Согласовано					
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №			
Изм.	Кол.уч	Лист	Нодок	Подп.	Дата

Периодичность обхода трасс подземных газопроводов должна устанавливаться в зависимости от их технического состояния, наличия и эффективности электрозащитных установок, категории газопровода по давлению; пучинистости, просадочности и степени набухания грунтов, горных подработок, сейсмичности района, времени года и других факторов, но не реже периодичности, установленной нормативными документами, а именно:

- вновь построенный газопровод - непосредственно в день ввода в эксплуатацию и на следующий день;

- Стальные газопроводы, эксплуатируемые до 50 лет при отсутствии аварий и инцидентов - устанавливается техническим руководителем газораспределительной организации, но не реже 2 раз в месяц;

- Газопроводы в зоне 15 м от места производства строительных работ ежедневно до устранения угрозы повреждения газопровода;

- Стальные газопроводы, эксплуатируемые после 50 лет при положительных результатах диагностики 2 раза в месяц.

При обнаружении загазованности сооружений на трассе газопровода или утечки газа по внешним признакам рабочие, проводящие обход, обязаны немедленно известить аварийно-диспетчерскую службу и до приезда бригады принять меры по предупреждению окружающих о загазованности и недопустимости открытого огня, пользования электроприборами и необходимости проветривания помещений.

С целью определения технического состояния газопровода и установления ресурса его дальнейшей эксплуатации осуществляется его техническое диагностирование. Диагностирование должно проводиться по истечении 50 лет для стальных наземных в обваловании, подземных, а также 50 лет для полиэтиленовых газопроводов после ввода их в эксплуатацию. По результатам диагностирования составляется заключение экспертизы, содержащее ресурс безопасной эксплуатации газопровода и мероприятия по его ремонту или замене.

Для проверки на загазованность коллекторов и колодцев, находящихся на расстоянии до 15 м по обе стороны от подземного газопровода, при обходе трассы газопровода, выполнить привязку колодцев, с отверстиями в крышках люков (кроме питьевого водопровода), в радиусе 15,0 м по обе стороны от подземного газопровода.

При обнаружении загазованности сооружений на трассе газопровода или утечки газа по внешним признакам рабочие, проводящие обход, обязаны немедленно известить аварийно-диспетчерскую службу и до приезда бригады принять меры по предупреждению окружающих о загазованности и недопустимости открытого огня, пользования электроприборами и необходимости проветривания помещений.

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

Автоматических систем управления технологическими процессами и автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта в проекте не предусмотрено.

Согласовано							90-2500226/25-ТКР.ТЧ	Лист
								33
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №						

13. Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность.

Организация ремонтного хозяйства на строительной площадке не предусматривается. Все ремонтные работы будут выполняться на базе строительномонтажной организации.

После ввода объекта в эксплуатацию ремонтные работы на газопроводе должны выполняться специализированной организацией, имеющей ремонтные бригады, оснащенные в соответствии с нормативами.

К текущему ремонту газопроводов относятся работы:

- устранение дефектов, выявленных при техническом обследовании;
- устранение провеса надземных газопроводов, восстановление или замена креплений надземных газопроводов;
- окраска надземных газопроводов по мере необходимости;
- восстановление обвалования наземных газопроводов;
- проверка состояния люков, крышек газовых колодцев, коверов и устранение перекосов, оседаний и других неисправностей;
- окраска задвижек, кранов и компенсаторов по мере необходимости;
- проверка герметичности резьбовых соединений, конденсатосборников и гидрозатворов, устранение повреждений их стояков, наращивание или обрезка выводных трубок конденсатосборников, гидрозатворов и контрольных трубок;
- устранение утечек газа путем приварки обычных и лепестковых муфт, полумуфт на стальных газопроводах или полумуфт с закладными нагревательными элементами на полиэтиленовых газопроводах в местах отключения газопровода с помощью пережимных устройств;
- сварка патрубков (катушек);
- установка лепестковых муфт на стыках стальных газопроводов, имеющих дефекты: непровар корня шва, шлаковые включения и поры сверх установленных норм;
- ремонт отдельных мест повреждений изоляционных покрытий стальных газопроводов, в том числе на подводных переходах с помощью специальных клеев, разрешенных к применению в установленном порядке;
- ремонт и замена компенсаторов;
- замена арматуры;
- ремонт и замена ограждений надземно установленной арматуры;
- замена люков и коверов;
- ремонт газовых колодцев;
- ликвидация конденсатосборников и сифонных трубок;
- восстановление постели подводных переходов, футеровки труб, засыпка размытых участков и восстановление пригрузов;
- восстановление или замена опознавательных столбов или настенных указателей;
- восстановление засыпки газопровода до проектных отметок, в случае размыва или эрозии грунта;

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

						90-2500226/25-ТКР.ТЧ	Лист
							34
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

- замена цокольных вводов (в том числе участков на выходе из земли) газопроводов;
- замена отдельных соединительных деталей, в том числе переходов "сталь-полиэтилен" полиэтиленовых газопроводов;
- очистку арматуры и компенсаторов от грязи и ржавчины, окраску их по мере необходимости;
- разгон червяка у задвижек, его смазку;
- проверку и набивку сальников;
- смазку и при необходимости устранение неисправностей приводного устройства задвижек;
- проверку состояния компенсаторов (стяжные болты должны быть сняты);
- проверку герметичности всех сварных, резьбовых и фланцевых соединений мыльной эмульсией или приборным методом;
- смену износившихся и поврежденных болтов и прокладок.

Текущий ремонт запорной арматуры и компенсаторов проводится не реже одного раза в год. Если заводом изготовителем определена иная периодичность, то работы выполняются в соответствии с инструкцией изготовителя. Результаты проверки и ремонта арматуры и компенсаторов заносятся в паспорт газопровода. Устранение негерметичности арматуры на газопроводах возможно производить при давлении газа не выше 0,1 МПа.

Капитальный ремонт газопровода, с перекладкой его по новой трассе должен производиться по проекту. Капитальный ремонт газопровода без изменения его местоположения допустимо по эскизу, с внесением изменений в исполнительную документацию. Реконструкция стальных газопроводов может осуществляться открытым или бестраншейным методом. Проекты реконструкции должны разрабатываться на основе введенных в действие нормативных документов.

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

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

В соответствии с приложением Г СП 47.13330.2016 определена категория сложности инженерно-геологических условий: участок строительства в пределах одного геоморфологического элемента, один слой по литологии, подземные воды не встречены, геологические процессы имеют распространение и оказывают существенного влияния на выбор проектных решений, строительство и эксплуатацию объектов, техногенные воздействия и изменения освоенных территорий оказывают существенного влияния на выбор проектных решений и проведение инженерно-геологических изысканий – категория сложности инженерно-геологических условий – II (средней сложности).

Современных экзогенные геологические процессы (ЭГП) и явления, которые могут оказать негативное влияние на объекты инженерно-геологических изысканий на исследуемой территории представлены струйчатой эрозией, наличием специфических грунтов, эндогенные – сейсмичностью.

Современные эрозионные процессы распространены повсеместно. Струйчатая эрозия может возникнуть при выпадении обильных осадков в течение ограниченного времени и интенсивного снеготаяния. Направление эрозии – в понижения рельефа.

Сейсмичность района – 7 баллов по карте В, (Приложение А СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмических районах» (Актуализированная редакция СНиП II-7-81*).

При проектировании подземных газопроводов на площадках строительства сейсмичностью более 6 баллов следует предусматривать установку контрольных трубок:

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

Согласно п.5.6.6 СП 62.13330.2011 при сейсмичности площадки строительства более 6 баллов, на подрабатываемых и закарстованных территориях, в районах многолетнемерзлых грунтов для полиэтиленовых газопроводов должны применяться: трубы и соединительные детали с SDR не более SDR 11 из ПЭ 100 или из ПЭ 100/ПЭ 100-RC с коэффициентом запаса прочности не менее 3,2 для газопроводов, прокладываемых на территориях городов и сельских населенных пунктов. Проектом приняты трубы из ПЭ 100 с коэффициентом запаса прочности не менее 3.2 для газопровода, проложенного открытым способом, согласно п.5.6.6 СП 62.13330.2011.

При освоении данных участков нужно учитывать не только сейсмическую опасность, связанную с сейсмическими свойствами грунтов, но и влияние неблагоприятных геологических и инженерно-геологических процессов.

В соответствии с Таблицей 5.1 СП 115.13330.2016 неблагоприятные процессы, выделенные на площадке строительства, классифицируется: плоскостная и струйчатая

Согласовано					
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №			
Изм.	Кол.уч	Лист	Нодок	Подп.	Дата

эрозия – умеренно опасная, наличие специфических грунтов – опасная, опасность землетрясений – опасная.

Участок изысканий находится на территории с. Уютное Нижнегорского района Республики Крым. Категория земель: земли поселений (земли населенных пунктов), автомобильные дороги. Форма собственности: собственность публично-правовых образований.

Инженерно-геологический разрез до исследованной глубины 6,0 м представлен четвертичными отложениями, подробное описание которых приведено в Разделе 4 и Разделе 5. Гидрогеологические условия участка изысканий приведены в Разделе 6. Опасные геологические и инженерно-геологические процессы освещены в Разделе 7.

Грунты ИГЭ-I можно использовать в качестве основания для сооружений с условием соблюдения особенностей проектирования и эксплуатации сооружений в соответствии с подразделом 6.5 СП 22.13330.2016.

На участках трассы газопровода, расположенных от границ грунтов с различной деформацией в обе стороны на расстоянии, равном 50 номинальным диаметрам газопроводов, предусматриваются мероприятия, снижающие напряжения в газопроводе (засыпка газопровода незащемляющим грунтом).

Засыпка траншеи производится песчаным грунтом с уплотнением $K_u=0,95$ (грунт засыпки не должен содержать твердых включений размерами более 200мм).

Прогноз возможных изменений инженерно-геологических условий исследуемой территории в период строительства и эксплуатации сооружений следующий:

Инженерно-геологический разрез площади строительства изучен до глубины 6,0 м и сложен современными пролювиально-делювиальными отложениями (pdQh (СГК-III). Эти отложения перекрыты современными техногенными и элювиальными образованиями (СГК-I – СГК-II), представленными суглинками с дресвой и щебнем, насыпными грунтами и почвенно-растительным слоем.

Прогноз изменения гидрогеологических и инженерно-геологических условий при строительстве и эксплуатации проектируемых сооружений прежде всего связан с проникновением поверхностных (дождевых) вод. На проникновение дождевых вод влияют природные и техногенные факторы. Из природных факторов можно отметить интенсивное замачивание грунтов в периоды обильных дождей и снеготаяния. Из техногенных факторов следует отметить:

нарушение естественного стока поверхностных вод вследствие строительства сооружения;

при эксплуатации – инфильтрация и скопление вод в основании сооружения в результате нарушения естественного режима испарения, утечки из водонесущих коммуникаций.

Эти факторы могут осложнить строительство и эксплуатацию сооружения, так как могут повлиять на изменение (ухудшение) физико-механических свойств грунтов основания.

При строительстве проектируемых сооружений на изучаемой территории необходимо предусмотреть:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	90-2500226/25-ТКР.ТЧ	Лист
							37

тщательную организацию стока поверхностных вод и отвод их от проектируемых сооружений;

исключение скопления поверхностных вод в траншеях в период строительства.

Сейсмичность района строительства составляет 7 баллов по карте ОСР-2015(В).

Изменения действия внутренних сил Земли (сейсмичности) в районе расположения объекта строительства на период эксплуатации проектируемых сооружений не прогнозируется.

Согласовано		

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инов. №

Согласованно				
	Н.контр			

Разрешение		Обозначение						
[№]								
Изм.	Лист	Содержание изменения			Код	Примечание		
Изм. внёс							Лист	Листов
Составил							1	1
ГИП								
Утвердил								

ВЕДОМОСТЬ ЧЕРТЕЖЕЙ ГРАФИЧЕСКОЙ ЧАСТИ

Ведомость листов

Номер листа	Название листа
1	Ведомость чертежей графической части.
2	Ситуационный план.
3	Схема газоснабжения
4	Узел врезки.
5	Прокладка пз газопровода $\Phi 63 \times 5.8$ в ПЗ футляре $\Phi 225 \times 20.5$ ковер
6	Прокладка ПЗ газопровода $\Phi 110 \times 10.0$ в ПЗ футляре $\Phi 315 \times 28.6$. гусак
7	Прокладка пз газопровода $\Phi 110 \times 10.0$ в ПЗ футляре $\Phi 315 \times 28.6$ ковер
8	Прокладка пз газопровода $\Phi 160 \times 14.6$ в ПЗ футляре $\Phi 400 \times 36.4$ ковер
9	Прокладка ПЗ газопровода $\Phi 160 \times 14.6$ в ПЗ футляре $\Phi 400 \times 36.4$. гусак
10	Прокладка пз газопровода $\Phi 225 \times 20.5$ в ПЗ футляре $\Phi 400 \times 36.4$ гусак
11	Прокладка пз газопровода $\Phi 225 \times 20.5$ в ПЗ футляре $\Phi 400 \times 36.4$ ковер
12	Установка шарового крана под колодец $\Phi 200$ Н-700.
13	Установка шарового крана под колодец $\Phi 150$. Н-1700
14	Установка крана под колодец $\Phi 150$.Н-1600
15	Установка шарового крана под колодец $\Phi 150$.Н-1500
16	Установка шарового крана под колодец $\Phi 150$. Н-1400
17	Установка крана под колодец $\Phi 150$.Н-900
18	Установка крана под ковер $\Phi 100$ в зеленых насаждениях.Н-1500
19	Установка шарового крана под ковер $\Phi 100$. Н-1600
20	Установка шарового крана под ковер $\Phi 100$. Н-1700
21	Установка шарового крана под ковер $\Phi 100$.Н-2000
22	Установка шарового крана под ковер $\Phi 25$ в зеленой зоне
23	Установка шарового крана под ковер $\Phi 25$ на проезжей части
24	Контрольная трубка на газопровод
25	Узел пересечения с водопроводом.
26	Узел пересечения с кабелем.
27	Стойка информационная.
28	Вывод провода спутника под ковер

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

90-2500226/25-ТКР

Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижнегорского района Республики Крым

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Дудин И.А.			29.12.2025
Проверил		Дьяков И.В.			29.12.2025
Н. контр.		Дьячков К.Н.			29.12.2025
ГИП		Дьяков И.В.			29.12.2025

Технологические и конструктивные решения
линейного объекта. Искусственные сооружения.

Стадия	Лист	Листов
П	1	

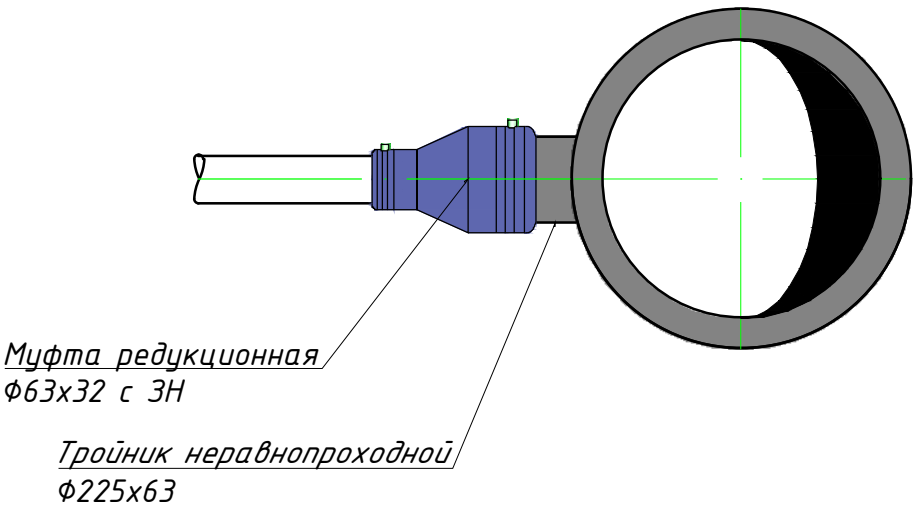
Ведомость чертежей графической части.

ООО "Нефтегазстрой"
г. Щелково

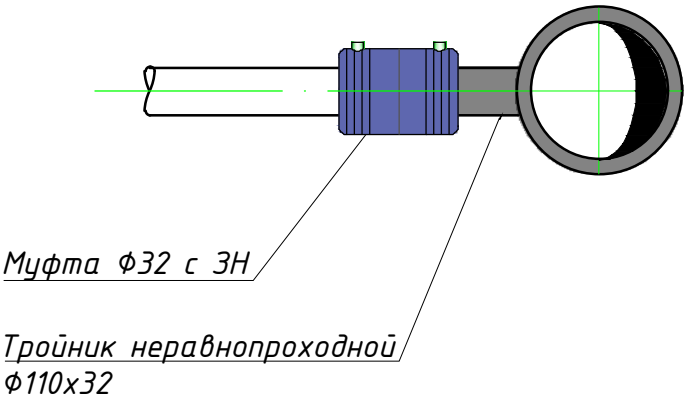
Формат А4

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

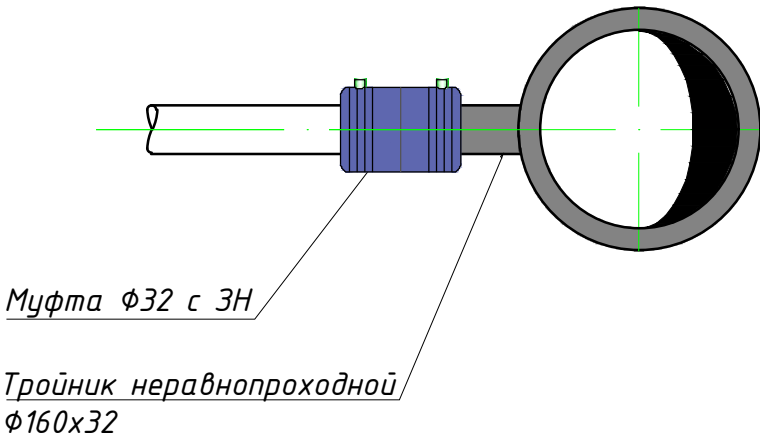
Узел отвода газопровода $\Phi 225$ на $\Phi 32$



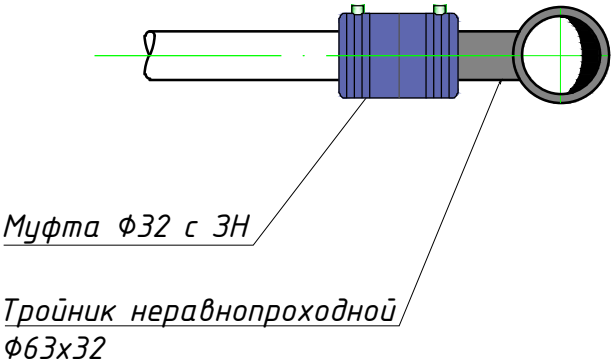
Узел отвода газопровода $\Phi 110$ на $\Phi 32$

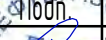


Узел отвода газопровода $\Phi 160$ на $\Phi 32$



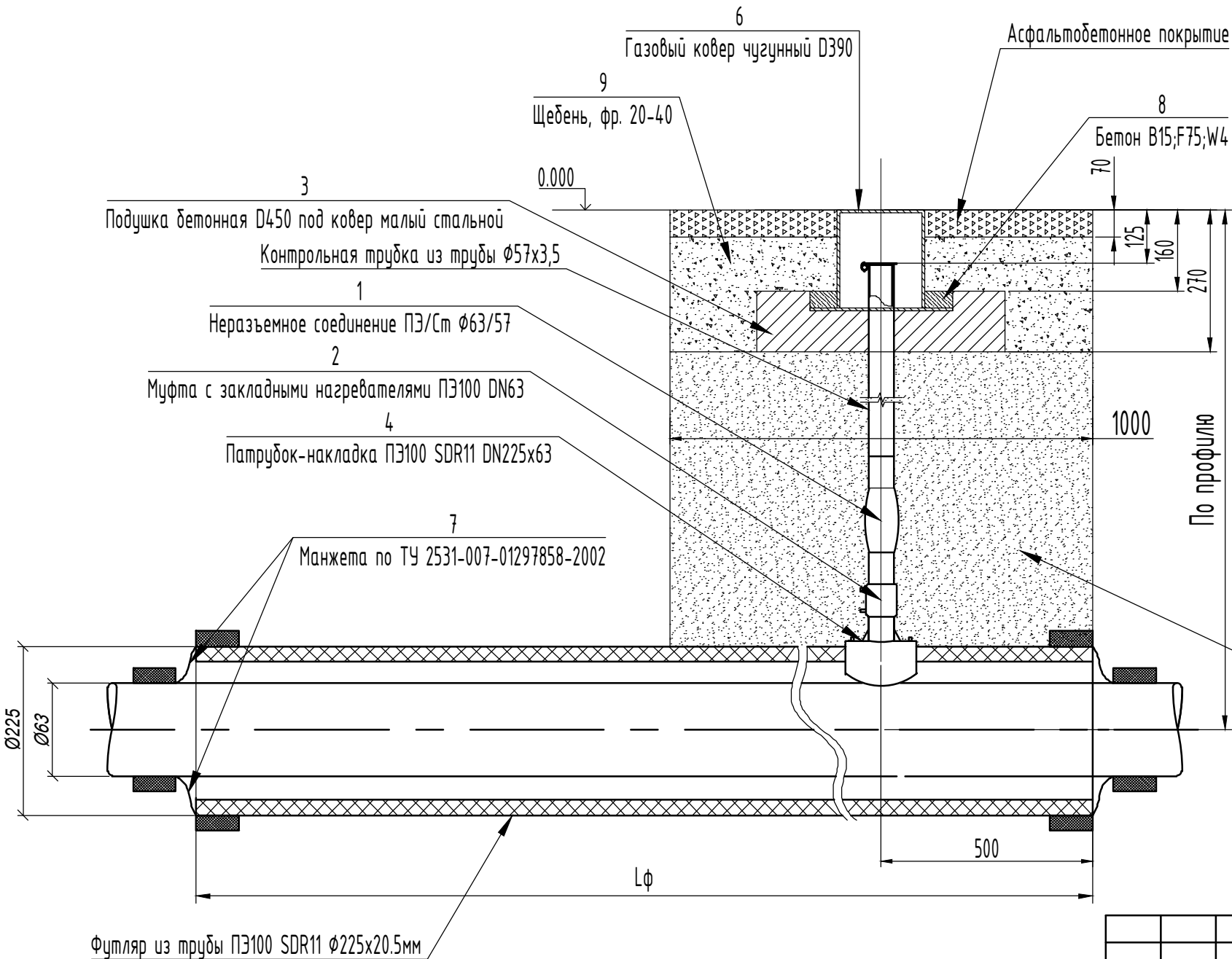
Узел отвода газопровода $\Phi 63$ на $\Phi 32$



						90-2500226/25-ТКР			
						Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижнегорского района Республики Крым			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Дудинин И.А.			29.12.2025		П	3	
Проверил		Дьяков И.В.			29.12.2025				
Н. контр.		Дьячков К.Н.			29.12.2025	Типовые узлы отвода газопровода	 ООО "Нефтегазстрой" г. Щелково		
ГИП		Дьяков И.В.			29.12.2025				

Узел прокладки подземного газопровода в полиэтиленовом футляре, Б/М
Установка контрольной трубки под ковер на футляр из ПЭ трубы Ø225х20.5мм. Заделка концов футляра.

Позиция	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Наименование и техническая характеристика	Единица измерения	Количество	Примечание
1		Неразъемное соединение "ПЭ-сталь" Ø63х57мм	шт.	1	Контрольная трубка
2		Муфта с закладными нагревателями ПЭ100 DN63	шт.	1	Контрольная трубка
3	сер. 5.905-25.05	Подушка бетонная D450 под ковер малый стальной	шт.	1	Контрольная трубка
4		Патрубок-накладка ПЭ100 SDR11 Ø225х63мм	шт.	1	Контрольная трубка
5	ГОСТ 10704-91	Труба стальная Ø57х3,5мм	м.	1,7	Контрольная трубка
6	ГОСТ 1412-85	Газовый ковер чугунный D390	шт.	1	Контрольная трубка
7	ТУ 2531-007-01297858-2002	Манжеты по ТУ	шт.	2	
8	ГОСТ 26633-2012	Бетон B15;F75;W4	м³	0,05	Контрольная трубка
9	ГОСТ 8267-93	Щебень, фр. 20-40	м³	0,2	Контрольная трубка
10	ГОСТ 6617-76	Битум - БН 70/30	м²	2,6	в 2 слоя Контрольная трубка
11	ТУ 2245-003-55857963-2006	Лента полимерно-битумная Литкор-НН	м²	0,7	в 2 слоя Контрольная трубка
12	ТУ2245-004-01297858-99	Обертка ПОЛИЭТИЛЕН-ОБ 40-ОБ-63	м²	0,7	в 2 слоя Контрольная трубка



Примечания:
1. Размер Lф принять в соответствии с планом трассы газопровода.
2. Засыпка траншеи производится песчаным грунтом с уплотнением Ku=0,95 (грунт засыпки не должен содержать твердых включений размерами более 200мм).

90-2500226/25-ТКР

Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижнегорского района Республики Крым

Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Дудин И.А.			29.12.2025
Проверил		Дьяков И.В.			29.12.2025

Н. контр.	Дьяков К.Н.	29.12.2025
ГИП	Дьяков И.В.	29.12.2025

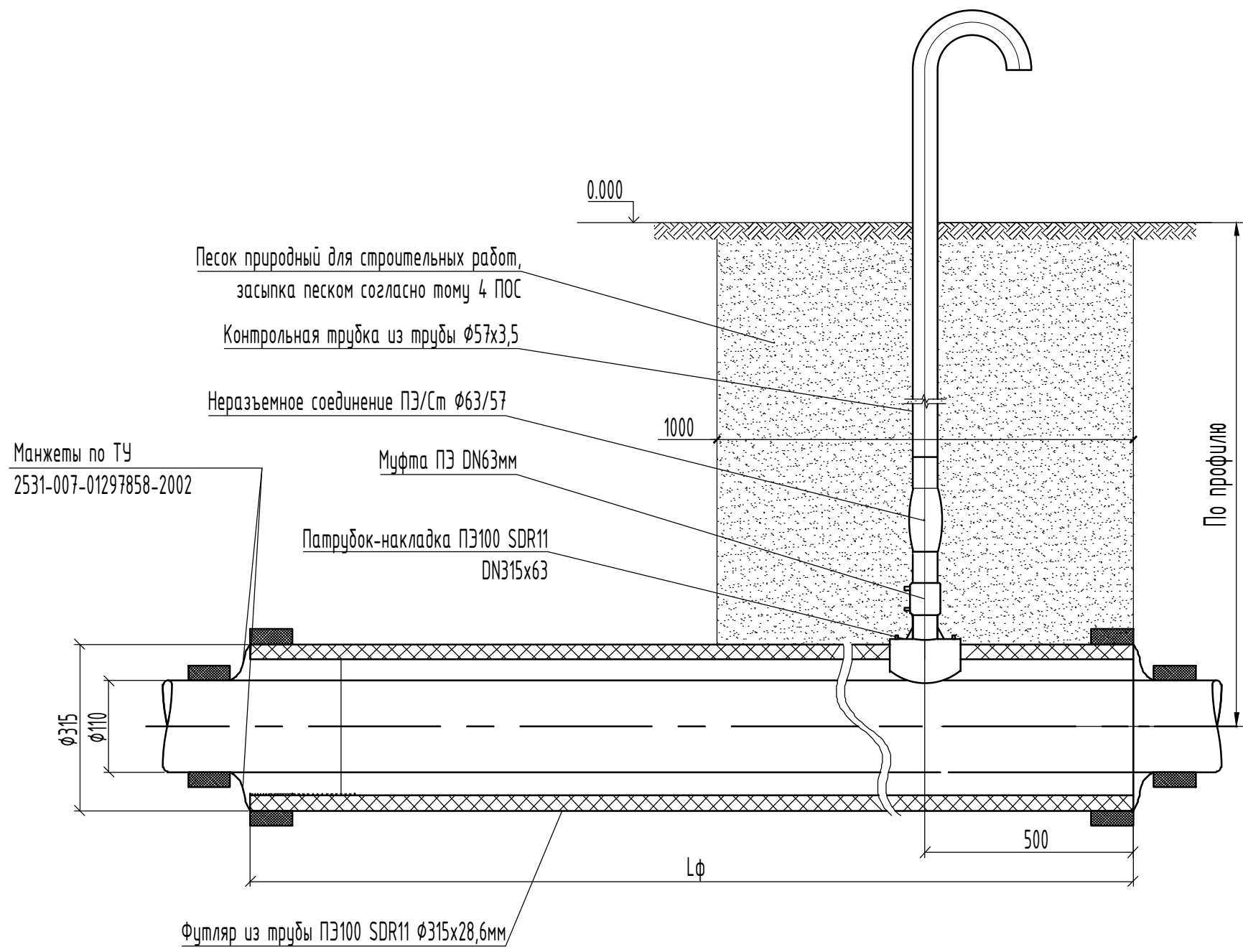
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.

Стадия	Лист	Листов
П	5	

ООО "Нефтегазстрой"
г. Щелково

Узел прокладки подземного газопровода в полиэтиленовом футляре, Б/М.
Установка контрольной трубки на футляр из ПЭ трубы $\Phi 315 \times 28.6$ мм. Заделка концов футляра.

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



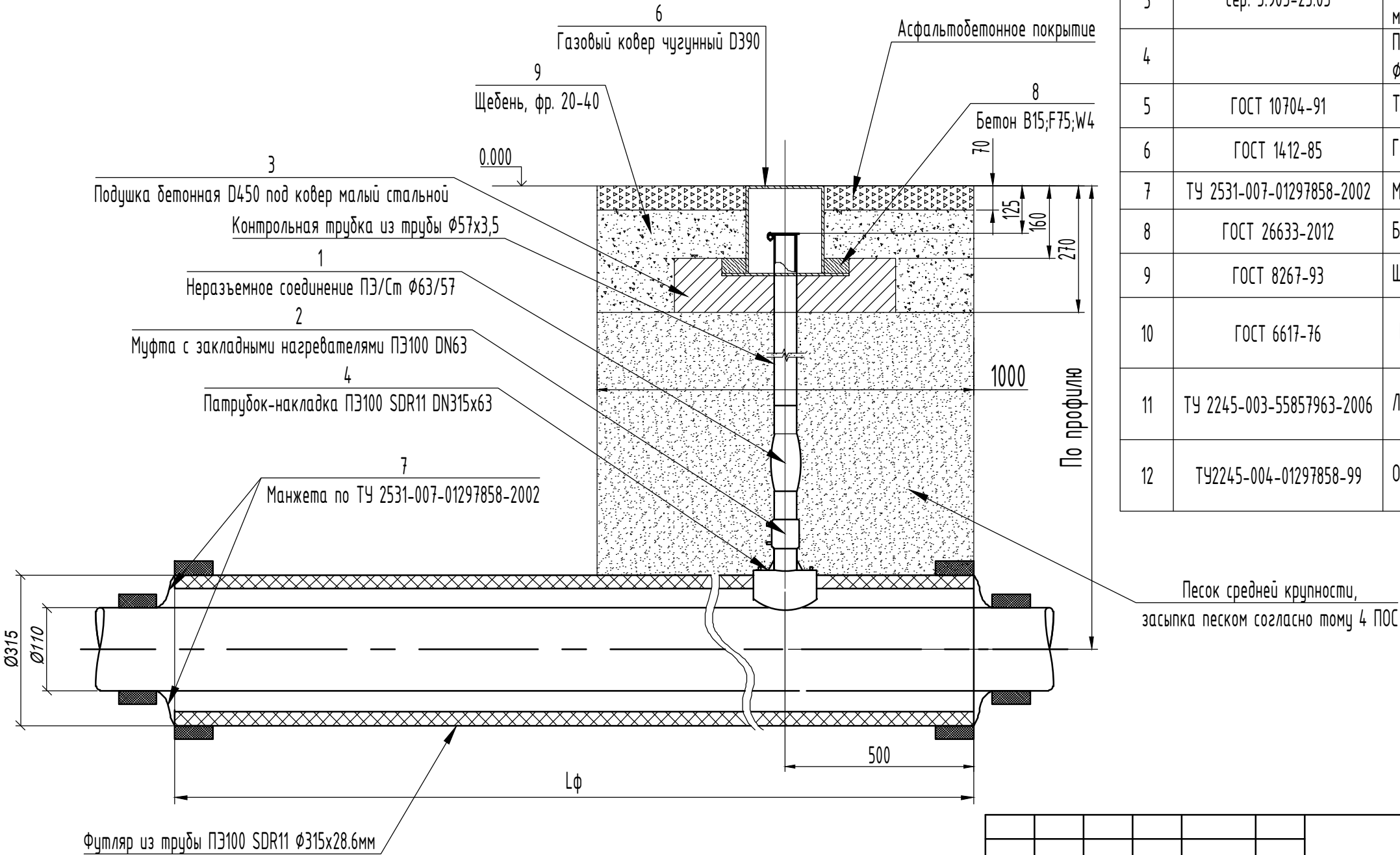
Позиция	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Наименование и техническая характеристика	Единица измерения	Количество	Примечание
1		Неразъемное соединение "ПЭ-сталь" $\Phi 63 \times 57$ мм	шт.	1	Контрольная трубка
2		Муфта с закладными нагревателями ПЭ100 DN63	шт.	1	Контрольная трубка
3		Патрубок-накладка ПЭ100 SDR11 $\Phi 315 \times 63$ мм	шт.	1	Контрольная трубка
4	ГОСТ 10704-91	Труба стальная $\Phi 57 \times 3,5$ мм	м	2,5	Контрольная трубка
5	2531-007-01297858-2002	Манжеты по ТУ	шт.	2	
6	ТУ 2313-002-92638584-2011	Грунт-Эмаль СБЗ-111 "Унипол" марка Б	м ² /кг	0,25/0,125	в 2 слоя Контрольная трубка
7	ТУ 2245-003-55857963-2006	Лента полимерно-битумная Литкор-НН	м ²	0,5	в 2 слоя. Контрольная трубка
8	ТУ2245-004-01297858-99	Обертка ПОЛИЭТИЛЕН-ОБ 40-ОБ-63	м ²	0,5	в 2 слоя. Контрольная трубка

- Примечание:
1. Размер $L\phi$ принять в соответствии с планом трассы газопровода.
 2. * - Размер уточнить при монтаже.
 3. Засыпка траншеи производится песчаным грунтом с уплотнением $K_u=0,95$ (грунт засыпки не должен содержать твердых включений размерами более 200 мм).

						90-2500226/25-ТКР			
						Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижнегорского района Республики Крым			
Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Дудин И.А.			29.12.2025		П	6	
Проверил		Дьяков И.В.			29.12.2025				
						Прокладка ПЗ газопровода $\phi 110 \times 10.0$ в ПЗ футляре $\phi 315 \times 28.6$. гусак			ООО "Нефтегазстрой" г. Щелково
Н. контр.		Дьяков К.Н.			29.12.2025				
ГИП		Дьяков И.В.			29.12.2025				

Узел прокладки подземного газопровода в полиэтиленовом футляре, Б/М
Установка контрольной трубки под ковер на футляр из ПЭ трубы Ø315х28.6мм. Заделка концов футляра.

Позиция	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Наименование и техническая характеристика	Единица измерения	Количество	Примечание
1		Неразъемное соединение "ПЭ-сталь" Ø63х57мм	шт.	1	Контрольная трубка
2		Муфта с закладными нагревателями ПЭ100 DN63	шт.	1	Контрольная трубка
3	сер. 5.905-25.05	Подушка бетонная D450 под ковер малый стальной	шт.	1	Контрольная трубка
4		Патрубок-накладка ПЭ100 SDR11 Ø315х63мм	шт.	1	Контрольная трубка
5	ГОСТ 10704-91	Труба стальная Ø57х3,5мм	м.	1,7	Контрольная трубка
6	ГОСТ 1412-85	Газовый ковер чугунный D390	шт.	1	Контрольная трубка
7	ТУ 2531-007-01297858-2002	Манжеты по ТУ	шт.	2	
8	ГОСТ 26633-2012	Бетон В15;F75;W4	м³	0,05	Контрольная трубка
9	ГОСТ 8267-93	Щебень, фр. 20-40	м³	0,2	Контрольная трубка
10	ГОСТ 6617-76	Битум - БН 70/30	м²	2,6	в 2 слоя Контрольная трубка
11	ТУ 2245-003-55857963-2006	Лента полимерно-битумная Литкор-НН	м²	0,7	в 2 слоя Контрольная трубка
12	ТУ2245-004-01297858-99	Обертка ПОЛИЭТИЛЕН-ОБ 40-ОБ-63	м²	0,7	в 2 слоя Контрольная трубка



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

Примечания:
1. Размер Lφ принять в соответствии с планом трассы газопровода.
2. Засыпка траншеи производится песчаным грунтом с уплотнением Ku=0,95 (грунт засыпки не должен содержать твердых включений размерами более 200мм).

90-2500226/25-ТКР

Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижегородского района Республики Крым

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Дудин И.А.	29.12.2025			
Проверил	Дьяков И.В.	29.12.2025			
Н. контр.	Дьяков К.Н.	29.12.2025			
ГИП	Дьяков И.В.	29.12.2025			

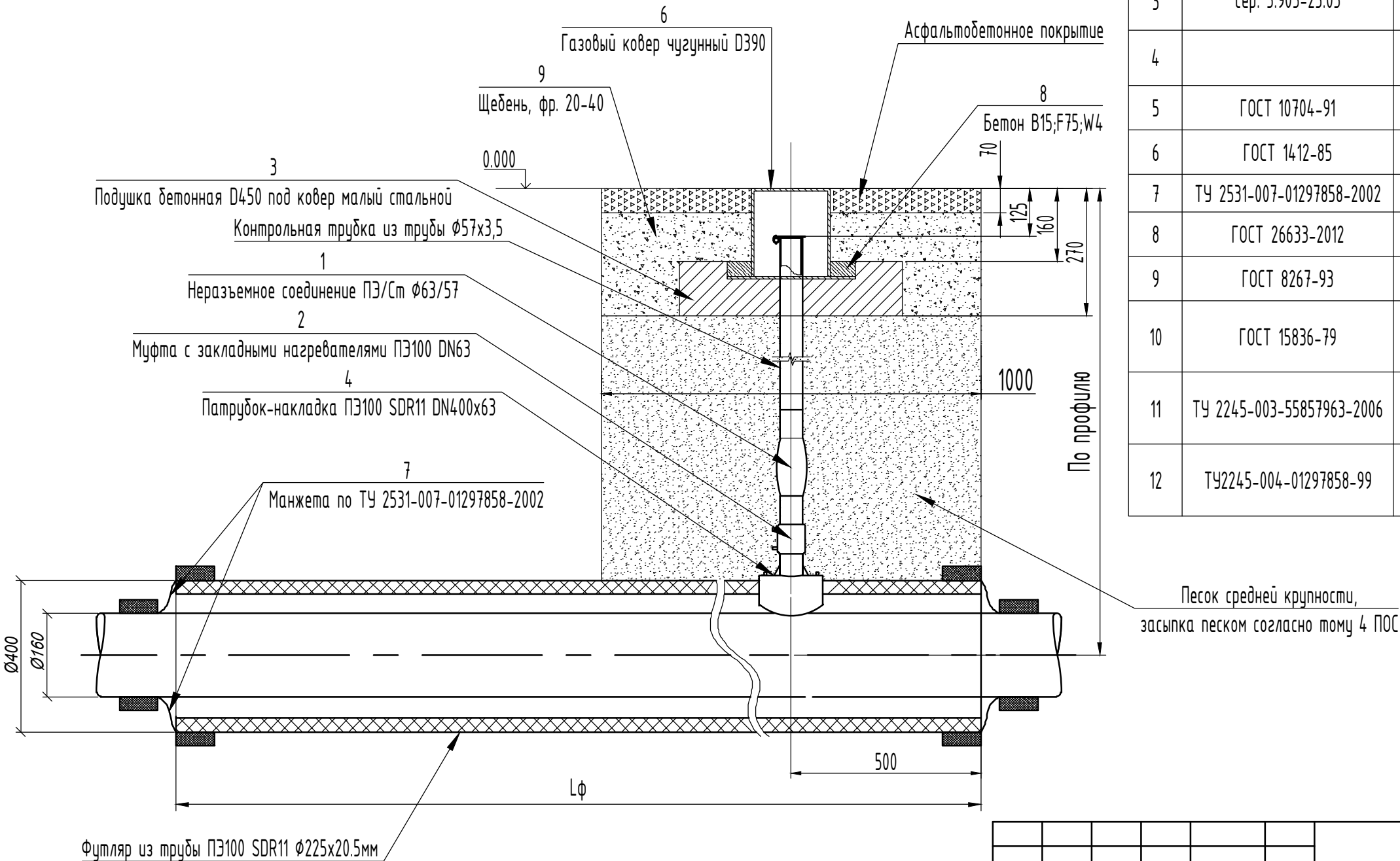
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.

Стадия	Лист	Листов
П	7	

ООО "Нефтегазстрой"
г. Щелково

Узел прокладки подземного газопровода в полиэтиленовом футляре, Б/М
Установка контрольной трубки под ковер на футляр из ПЭ трубы Ø400х36.4мм. Заделка концов футляра.

Позиция	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Наименование и техническая характеристика	Единица измерения	Количество	Примечание
1		Неразъемное соединение "ПЭ-сталь" Ø63х57мм	шт.	1	Контрольная трубка
2		Муфта с закладными нагревателями ПЭ100 DN63	шт.	1	Контрольная трубка
3	сер. 5.905-25.05	Подушка бетонная D450 под ковер малый стальной	шт.	1	Контрольная трубка
4		Патрубок-накладка ПЭ100 SDR11 Ø400х63мм	шт.	1	Контрольная трубка
5	ГОСТ 10704-91	Труба стальная Ø57х3,5мм	м.	1,7	Контрольная трубка
6	ГОСТ 1412-85	Газовый ковер чугунный D390	шт.	1	Контрольная трубка
7	ТУ 2531-007-01297858-2002	Манжеты по ТУ	шт.	2	
8	ГОСТ 26633-2012	Бетон B15;F75;W4	м³	0,05	Контрольная трубка
9	ГОСТ 8267-93	Щебень, фр. 20-40	м³	0,2	Контрольная трубка
10	ГОСТ 15836-79	Битумно-резиновая мастика МБР 65	м³	2,6	в 2 слоя Контрольная трубка
11	ТУ 2245-003-55857963-2006	Лента полимерно-битумная Литкор-НН	м²	0,7	в 2 слоя Контрольная трубка
12	ТУ2245-004-01297858-99	Обертка ПОЛИЭТИЛЕН-ОБ 40-ОБ-63	м²	0,7	в 2 слоя Контрольная трубка

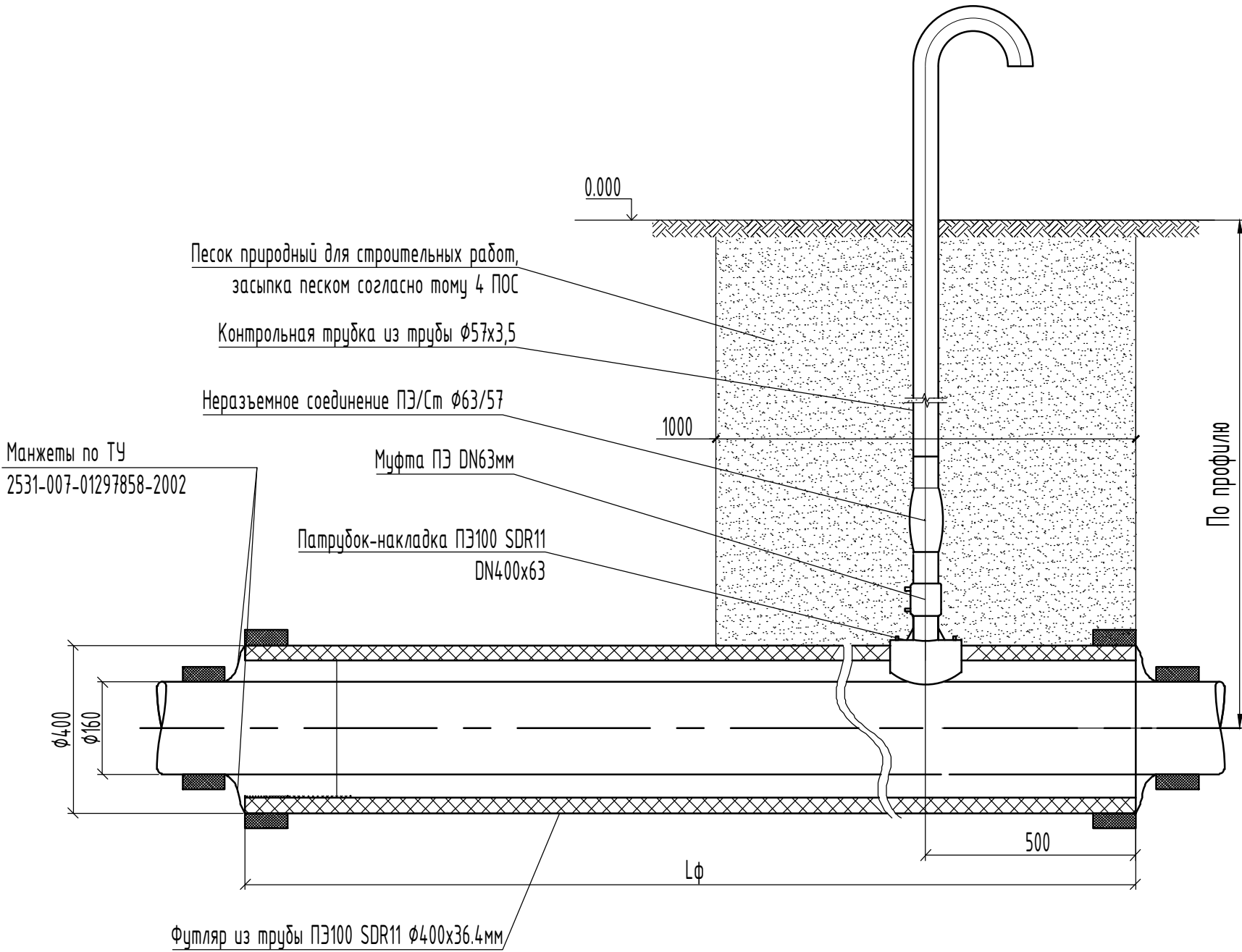


Песок средней крупности, засыпка песком согласно тому 4 ПОС

- Примечания:
- Размер Lφ принять в соответствии с планом трассы газопровода.
 - Засыпка траншеи производится песчаным грунтом с уплотнением Kφ=0,95 (грунт засыпки не должен содержать твердых включений размерами более 200мм).

90-2500226/25-ТКР					
Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижегородского района Республики Крым					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Дудин И.А.	29.12.2025			
Проверил	Дьяков И.В.	29.12.2025			
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.					
Прокладка ПЭ газопровода Ø160х14.6 в ПЭ футляре Ø400х36.4 с выводом контрольной трубки под ковер					
Н. контр.	Дьяков К.Н.	29.12.2025			
ГИП	Дьяков И.В.	29.12.2025			
				Стадия	Лист
				П	8
				ООО "Нефтегазстрой" г. Щелково	

Узел прокладки подземного газопровода в полиэтиленовом футляре, Б/М.
Установка контрольной трубки на футляр из ПЭ трубы $\phi 400 \times 36.4$ мм. Заделка концов футляра.



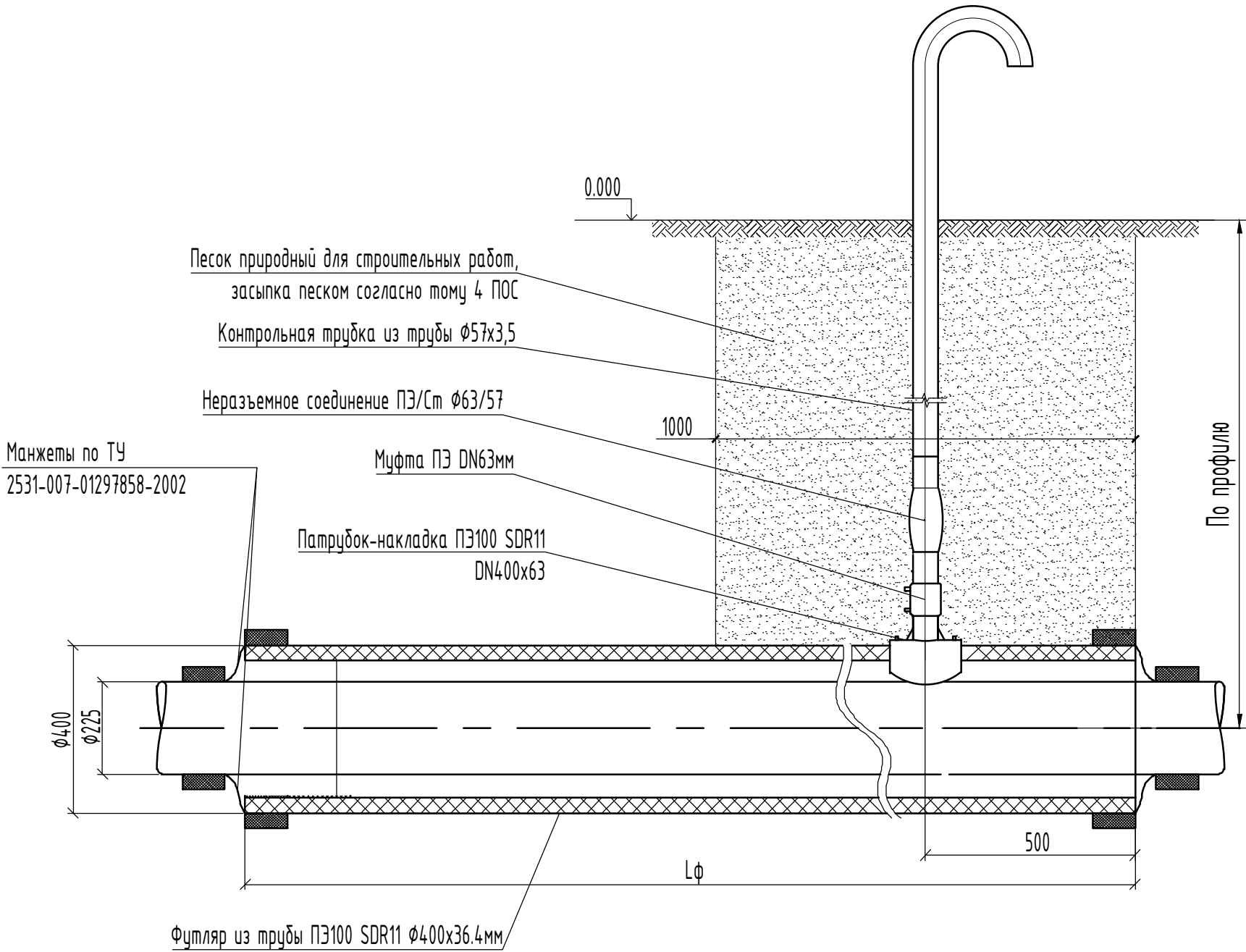
Позиция	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Наименование и техническая характеристика	Единица измерения	Количество	Примечание
1		Неразъемное соединение "ПЭ-сталь" $\phi 63 \times 57$ мм	шт.	1	Контрольная трубка
2		Муфта с закладными нагревателями ПЭ100 DN63	шт.	1	Контрольная трубка
3		Патрубок-накладка ПЭ100 SDR11 $\phi 400 \times 63$ мм	шт.	1	Контрольная трубка
4	ГОСТ 10704-91	Труба стальная $\phi 57 \times 3,5$ мм	м	2,5	Контрольная трубка
5	2531-007-01297858-2002	Манжеты по ТУ	шт.	2	
6	ТУ 2313-002-92638584-2011	Грунт-Эмаль СБЗ-111 "Унипол" марка Б	м ² /кг	0,25/0,125	в 2 слоя Контрольная трубка
7	ТУ 2245-003-55857963-2006	Лента полимерно-битумная Литкор-НН	м ²	0,7	в 2 слоя. Контрольная трубка
8	ТУ2245-004-01297858-99	Обертка ПОЛИЭТИЛЕН-ОБ 40-ОБ-63	м ²	0,7	в 2 слоя. Контрольная трубка

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

- Примечание:
- Размер $L\phi$ принять в соответствии с планом трассы газопровода.
 - * - Размер уточнить при монтаже.
 - Засыпка траншеи производится песчаным грунтом с уплотнением $K_u=0,95$ (грунт засыпки не должен содержать твердых включений размерами более 200 мм).

90-2500226/25-ТКР					
Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижегородского района Республики Крым					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Дудинин И.А.			29.12.2025
Проверил		Дьяков И.В.			29.12.2025
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.					
Прокладка ПЭ газопровода $\phi 160 \times 14.6$ в ПЭ футляре $\phi 400 \times 36.4$. гусак					
Н. контр.		Дьяков К.Н.			29.12.2025
ГИП		Дьяков И.В.			29.12.2025
			ООО "Нефтегазстрой" г. Щелково		

Узел прокладки подземного газопровода в полиэтиленовом футляре, Б/М.
Установка контрольной трубки на футляр из ПЭ трубы $\varnothing 400 \times 36.4$ мм. Заделка концов футляра.



Позиция	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Наименование и техническая характеристика	Единица измерения	Количество	Примечание
1		Неразъемное соединение "ПЭ-сталь" $\varnothing 63 \times 57$ мм	шт.	1	Контрольная трубка
2		Муфта с закладными нагревателями ПЭ100 DN63	шт.	1	Контрольная трубка
3		Патрубок-накладка ПЭ100 SDR11 $\varnothing 400 \times 63$ мм	шт.	1	Контрольная трубка
4	ГОСТ 10704-91	Труба стальная $\varnothing 57 \times 3,5$ мм	м	2,5	Контрольная трубка
5	2531-007-01297858-2002	Манжеты по ТУ	шт.	2	
6	ТУ 2313-002-92638584-2011	Грунт-Эмаль СБЗ-111 "Унипол" марка Б	м ² /кг	0,25/0,125	в 2 слоя Контрольная трубка
7	ТУ 2245-003-55857963-2006	Лента полимерно-битумная Литкор-НН	м ²	0,7	в 2 слоя. Контрольная трубка
8	ТУ2245-004-01297858-99	Обертка ПОЛИЭТИЛЕН-ОБ 40-ОБ-63	м ²	0,7	в 2 слоя. Контрольная трубка

Примечание:

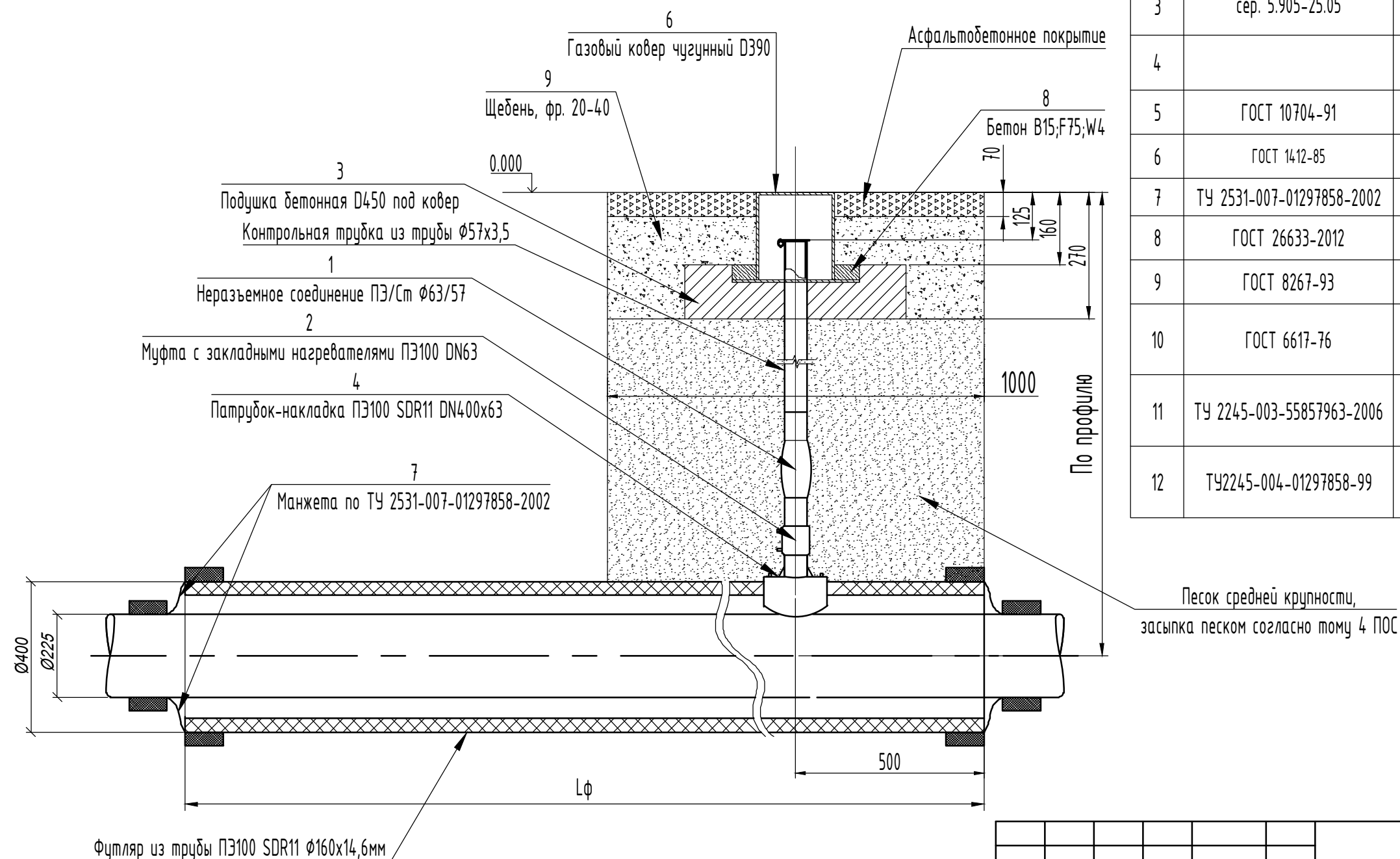
- Размер Lφ принять в соответствии с планом трассы газопровода.
- * - Размер уточнить при монтаже.
- Засыпка траншеи производится песчаным грунтом с уплотнением $K_u=0,95$ (грунт засыпки не должен содержать твердых включений размерами более 200 мм).

						90-2500226/25-ТКР		
						Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижегородского района Республики Крым		
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист
Разработал		Дудин И.А.			29.12.2025		П	10
Проверил		Дьяков И.В.			29.12.2025			
Н. контр.		Дьяков К.Н.			29.12.2025	Прокладка пэ газопровода $\varnothing 225 \times 20.5$ в ПЭ футляре $\varnothing 400 \times 36.4$ гусак		
ГИП		Дьяков И.В.			29.12.2025			

ООО "Нефтегазстрой"
г. Щелково

Узел прокладки подземного газопровода в полиэтиленовом футляре, Б/М
Установка контрольной трубки под ковер на футляр из ПЭ трубы $\phi 400 \times 36,4$ мм. Заделка концов футляра.

Позиция	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Наименование и техническая характеристика	Единица измерения	Количество	Примечание
1		Неразъемное соединение "ПЭ-сталь" $\phi 63 \times 57$ мм	шт.	1	Контрольная трубка
2		Муфта с закладными нагревателями ПЭ100 DN63	шт.	1	Контрольная трубка
3	сер. 5.905-25.05	Подушка бетонная D450 под ковер	шт.	1	Контрольная трубка
4		Патрубок-накладка ПЭ100 SDR11 $\phi 400 \times 63$ мм	шт.	1	Контрольная трубка
5	ГОСТ 10704-91	Труба стальная $\phi 57 \times 3,5$ мм	м.	1,7	Контрольная трубка
6	ГОСТ 1412-85	Газовый ковер чугунный D390	шт.	1	Контрольная трубка
7	ТУ 2531-007-01297858-2002	Манжеты по ТУ	шт.	2	
8	ГОСТ 26633-2012	Бетон B15;F75;W4	м ³	0,05	Контрольная трубка
9	ГОСТ 8267-93	Щебень, фр. 20-40	м ³	0,2	Контрольная трубка
10	ГОСТ 6617-76	Битум - БН 70/30	м ²	2,6	в 2 слоя Контрольная трубка
11	ТУ 2245-003-55857963-2006	Лента полимерно-битумная Литкор-НН	м ²	0,7	в 2 слоя Контрольная трубка
12	ТУ 2245-004-01297858-99	Обертка ПОЛИЭТИЛЕН-ОБ 40-ОБ-63	м ²	0,7	в 2 слоя Контрольная трубка



Примечания:

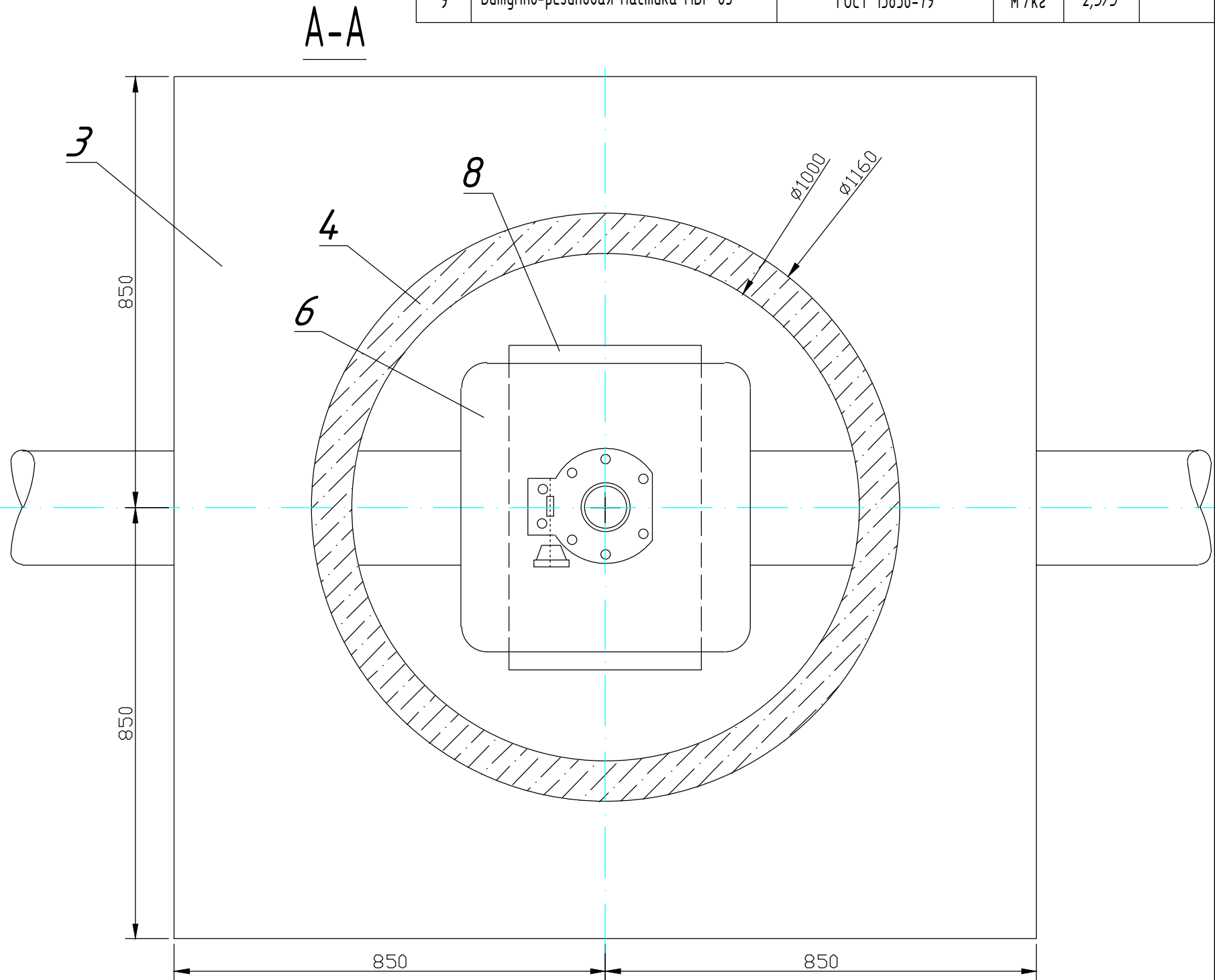
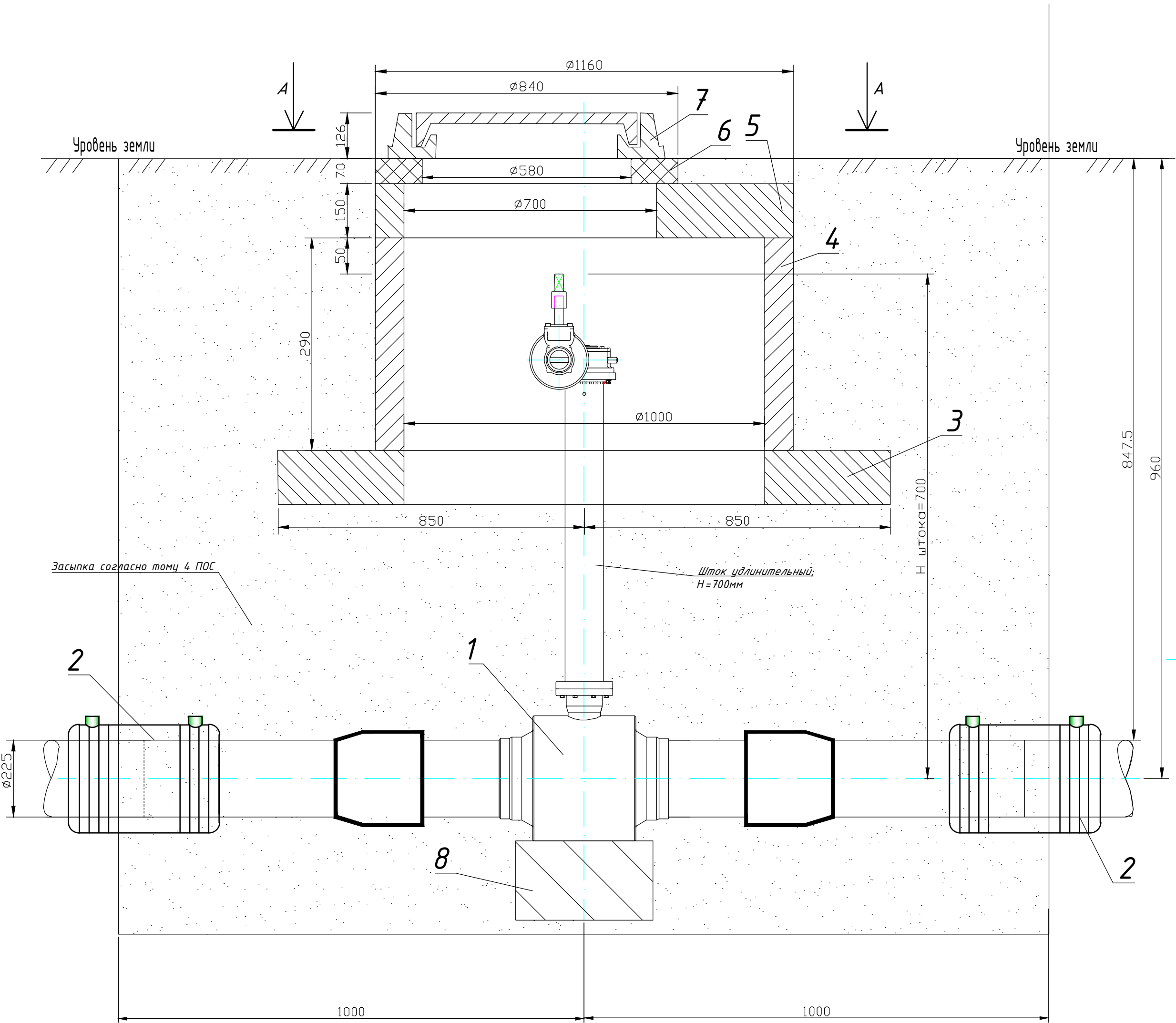
- Размер L_{ϕ} принять в соответствии с планом трассы газопровода.
- Засыпка траншеи производится песчаным грунтом с уплотнением $K_u=0,95$ (грунт засыпки не должен содержать твердых включений размерами более 200 мм).

						90-2500226/25-ТКР		
						Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижегородского района Республики Крым		
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист
Разработал		Дудин И.А.			29.12.2025		П	11
Проверил		Дьяков И.В.			29.12.2025			
						Прокладка ПЭ газопровода $\phi 225 \times 20,5$ в ПЭ футляре $\phi 400 \times 36,4$ с выводом контрольной трубки под ковер		
Н. контр.		Дьяков К.Н.			29.12.2025			
ГИП		Дьяков И.В.			29.12.2025		г. Щелково	

Установка шарового крана ду200 полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ-100 ГАЗ
SDR 11 в подземном исполнении со стационарным редуктором, высота штока Н=700 мм

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Единица измерения	Количество	Примечание
1	Шаровый кран стальной ду200 полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ-100 ГАЗ SDR 11 в подземном исполнении со стационарным редуктором, высота штока Н=700 мм		шт.	1	
2	Муфта с закладными нагревателями ПЭ100 ГАЗ SDR11 DN225	ГОСТ 58121.3-2018	шт.	2	
3	Опорная плита ПО10	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
4	Колодец смотровой КС 10.3	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
5	Плита перекрытия ПП10	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
6	Кольцо опорное КО-6	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
7	Люк тип С (В 125) крышка и корпус	ГОСТ 3634-99	шт.	1	
8	Подушка железобетонная опорная ОП 6.4-Т	Серия 1.225-2	шт.	1	
9	Битумно-резиновая мастика МБР 65	ГОСТ 15836-79	м³/кг	2,5/5	

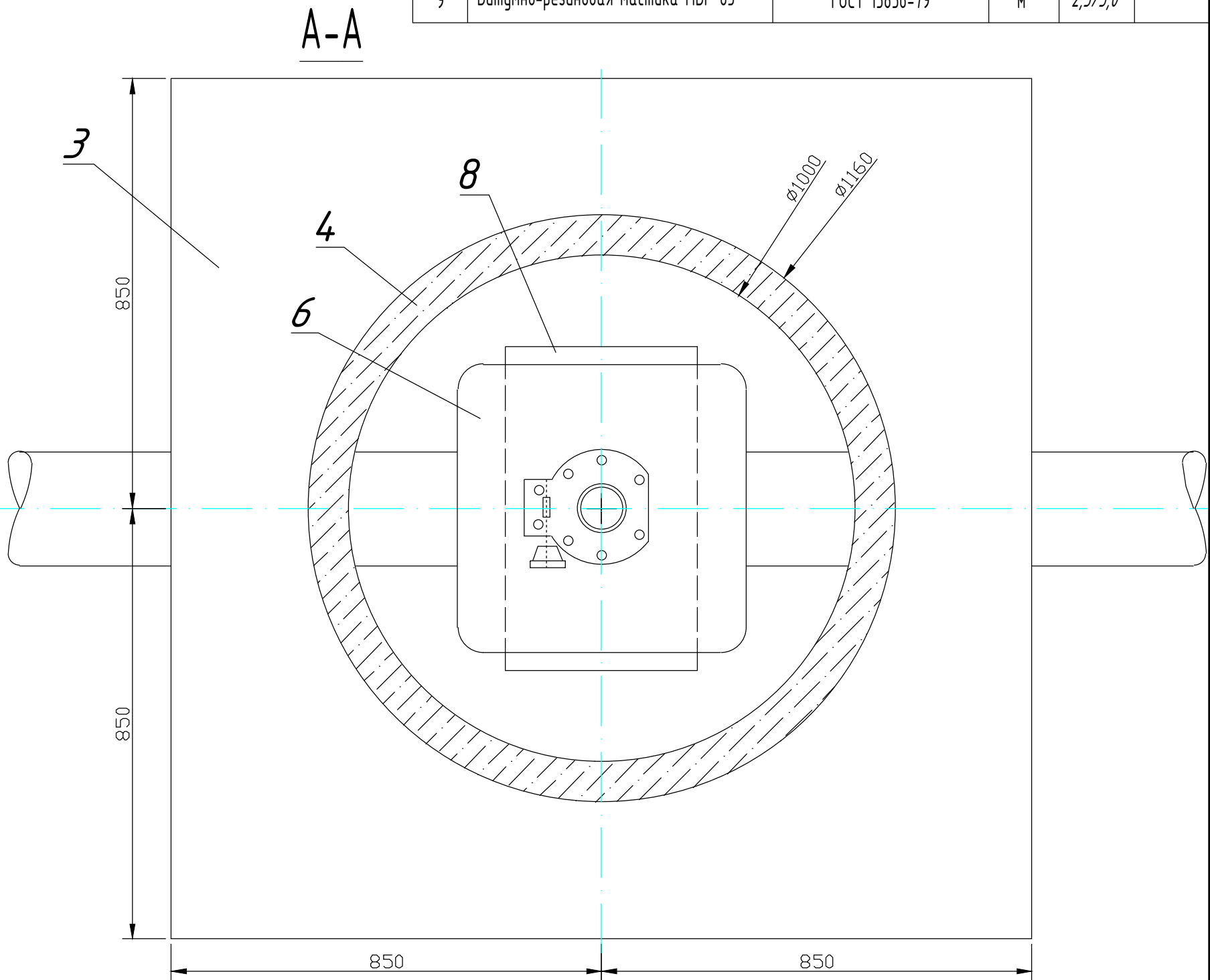
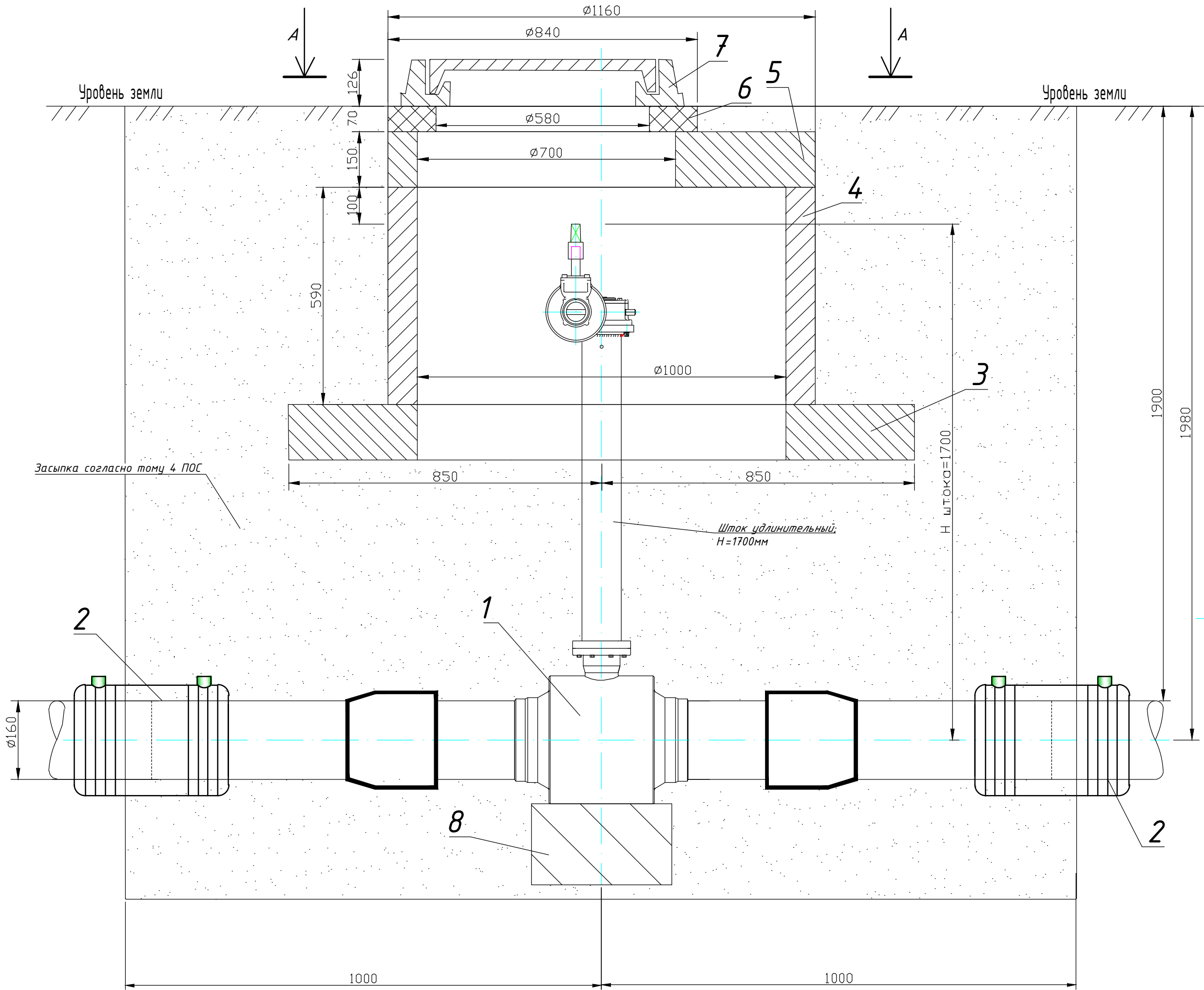


90-2500226/25-ТКР					
Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижегородского района Республики Крым					
Изм.	Колы.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Дубинин И.А.	29.12.2025			
Проверил	Дьяков И.В.	29.12.2025			
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.					
Установка шарового крана под колодец ø200 Н-700.					
Н. контр.	Дьяков К.Н.	29.12.2025			
ГИП	Дьяков И.В.	29.12.2025			
				Стадия	Лист
				П	12
				Листов	

Установка шарового крана Ду150 полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ100 ГАЗ
SDR 11 в подземном исполнении со стационарным редуктором, высота штока Н=1700 мм

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Единица измерения	Количество	Примечание
1	Шаровый кран стальной Ду150 полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ-100 ГАЗ SDR 11 в подземном исполнении со стационарным редуктором, высота штока Н=1700 мм		шт.	1	
2	Муфта с закладными нагревателями ПЭ100 ГАЗ SDR11 DN160	ГОСТ 58121.3-2018	шт.	2	
3	Опорная плита ПО10	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
4	Колодец смотровой КС 10.6	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
5	Плита перекрытия ПП10	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
6	Кольцо опорное КО-6	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
7	Люк тип С (В 125) крышка и корпус	ГОСТ 3634-99	шт.	1	
8	Подушка железобетонная опорная ОП 6.4-Т	Серия 1.225-2	шт.	1	
9	Битумно-резиновая мастика МБР 65	ГОСТ 15836-79	м ²	2,5/5,0	

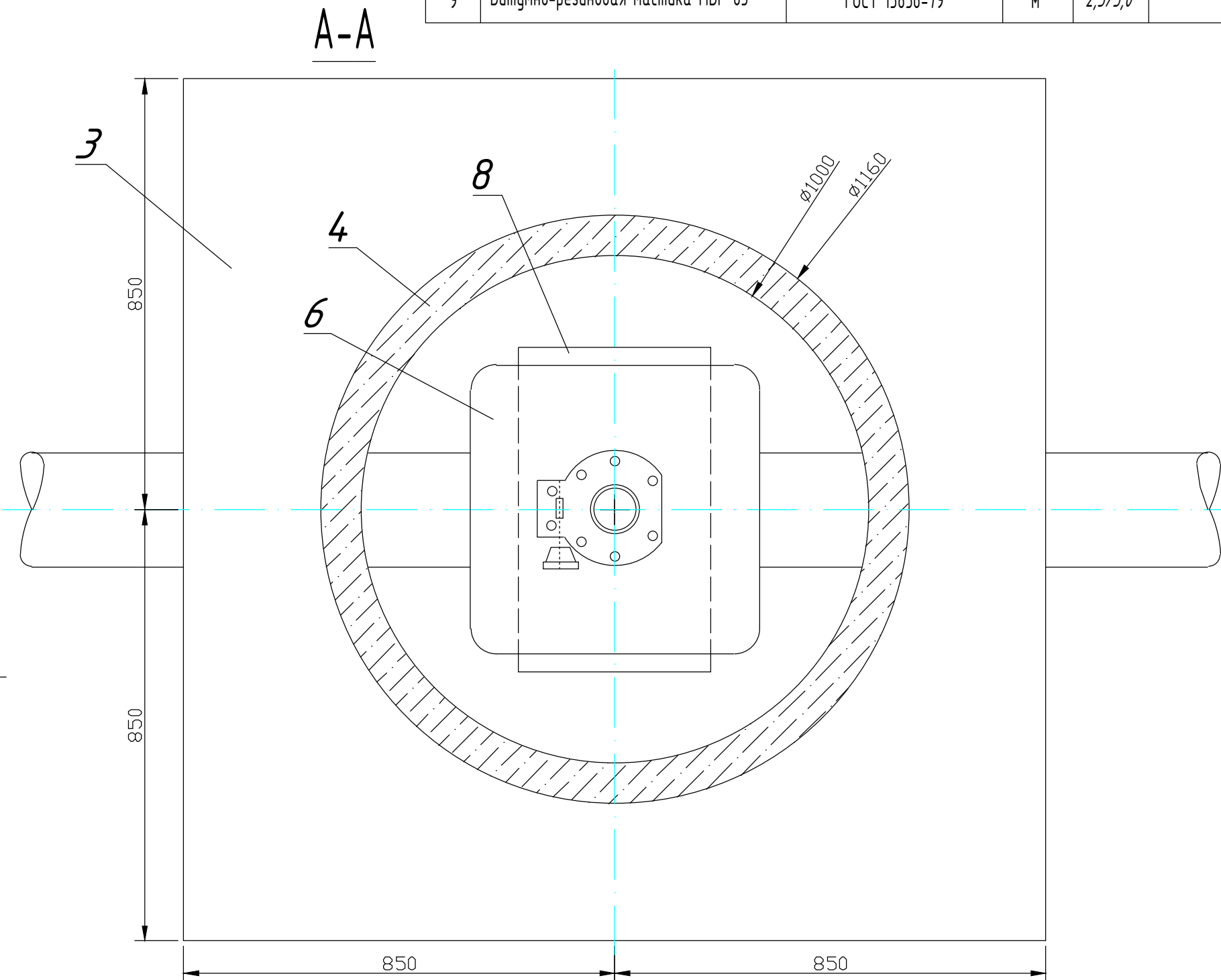
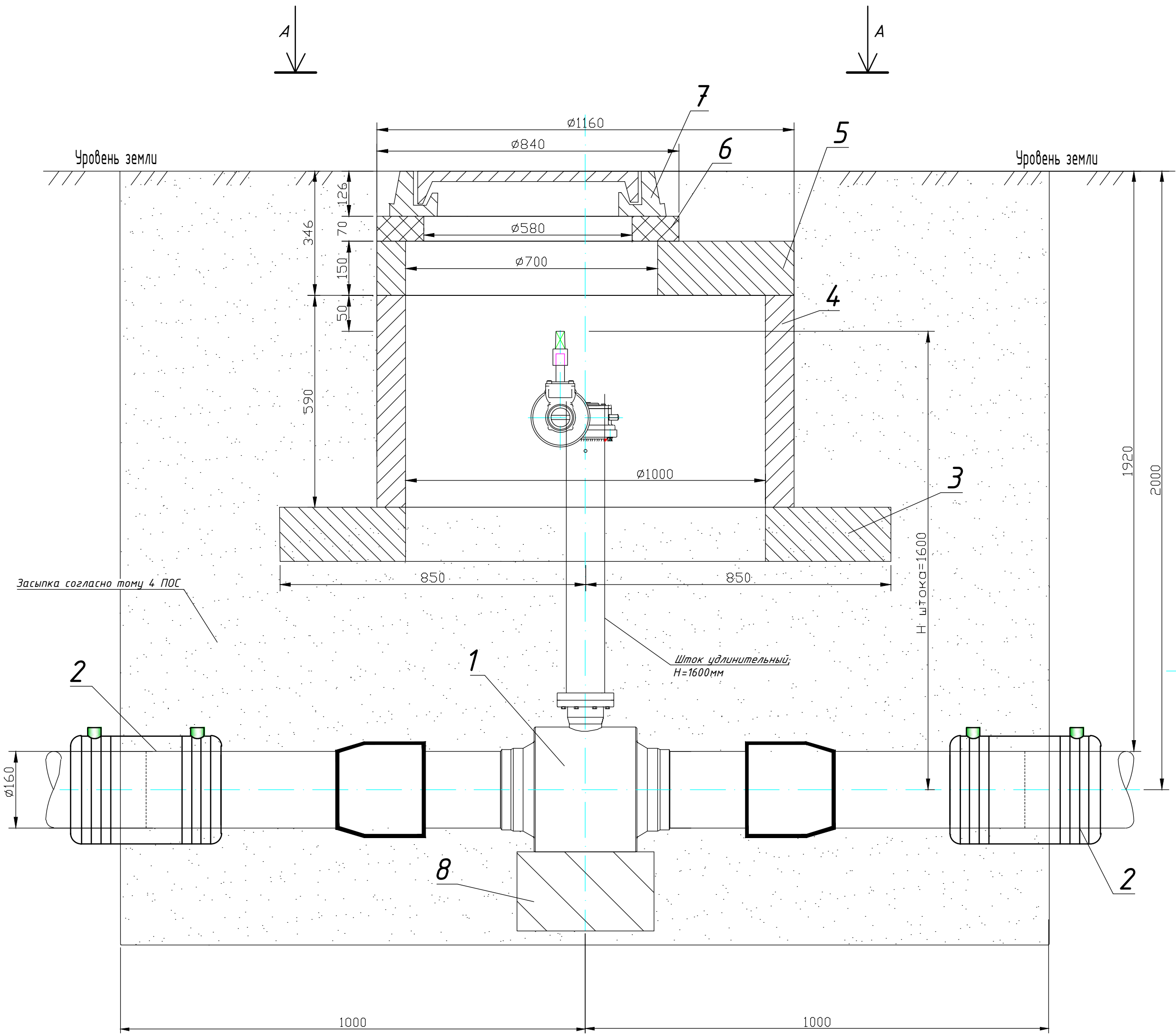


90-2500226/25-ТКР					
Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижегородского района Республики Крым					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Дьяков И.В.	29.12.2025			
Проверил	Дьяков И.В.	29.12.2025			
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.					
				Стадия	Лист
				П	13
Установка шарового крана Д150 под колодец в зоне зеленых насаждений, Н=1700					
Н. контр.	Дьяков К.Н.	29.12.2025			
ГИП	Дьяков И.В.	29.12.2025			

Установка шарового крана Ду150 полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ-100 ГАЗ
SDR 11 в подземном исполнении со стационарным редуктором, высота штока Н=1600 мм

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Единица измерения	Количество	Примечание
1	Шаровый кран стальной Ду150 полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ-100 ГАЗ SDR 11 в подземном исполнении со стационарным редуктором, высота штока Н=1600 мм		шт.	1	
2	Муфта с закладными нагревателями ПЭ100 ГАЗ SDR11 DN160	ГОСТ 58121.3-2018	шт.	2	
3	Опорная плита ПО10	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
4	Колодец смотровой КС 10.6	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
5	Плита перекрытия ПП10	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
6	Кольцо опорное КО-6	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
7	Люк тип С (В 125) крышка и корпус	ГОСТ 3634-99	шт.	1	
8	Подушка железобетонная опорная ОП 6.4-Т	Серия 1225-2	шт.	1	
9	Битумно-резиновая мастика МБР 65	ГОСТ 15836-79	м ²	2,5/5,0	

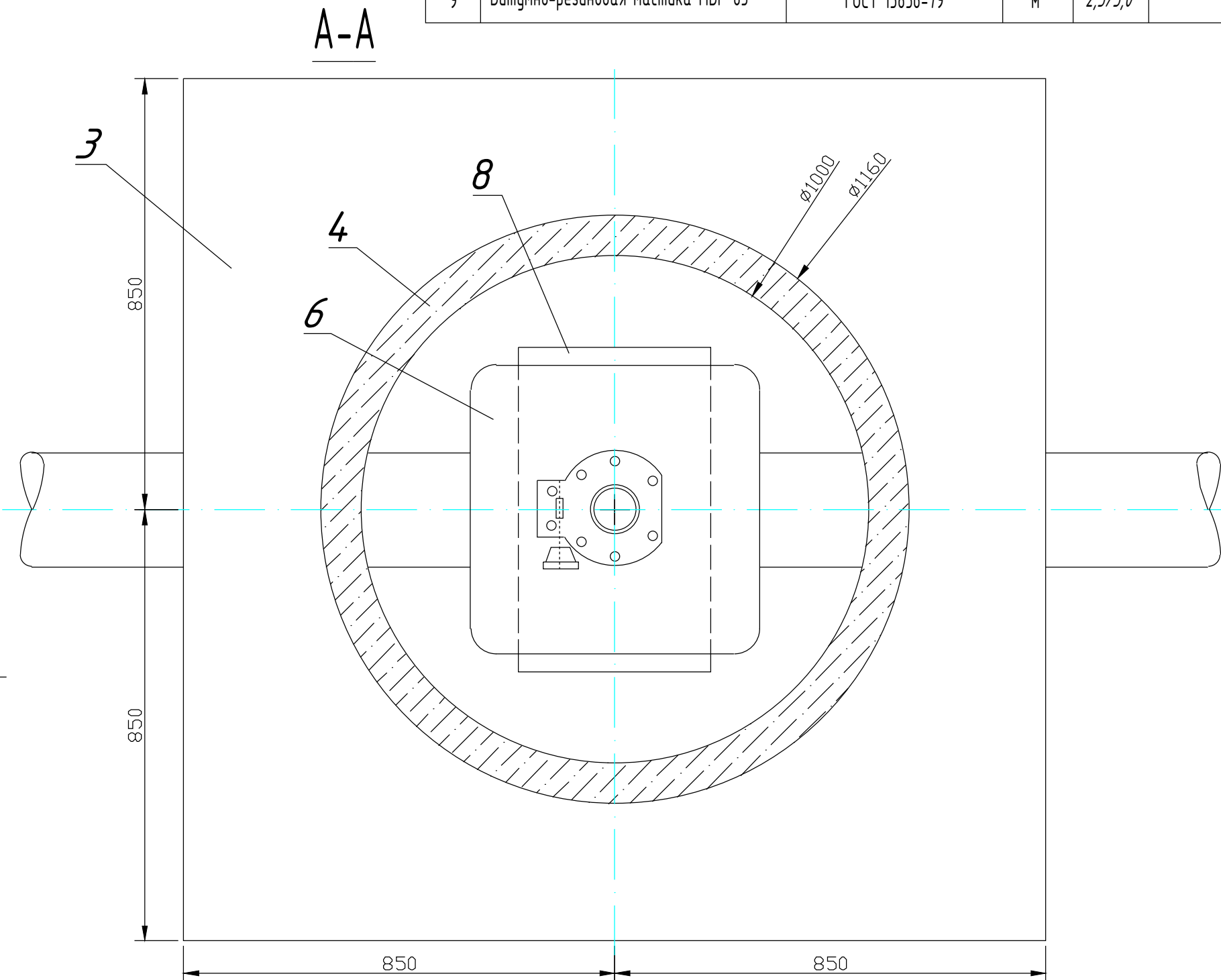
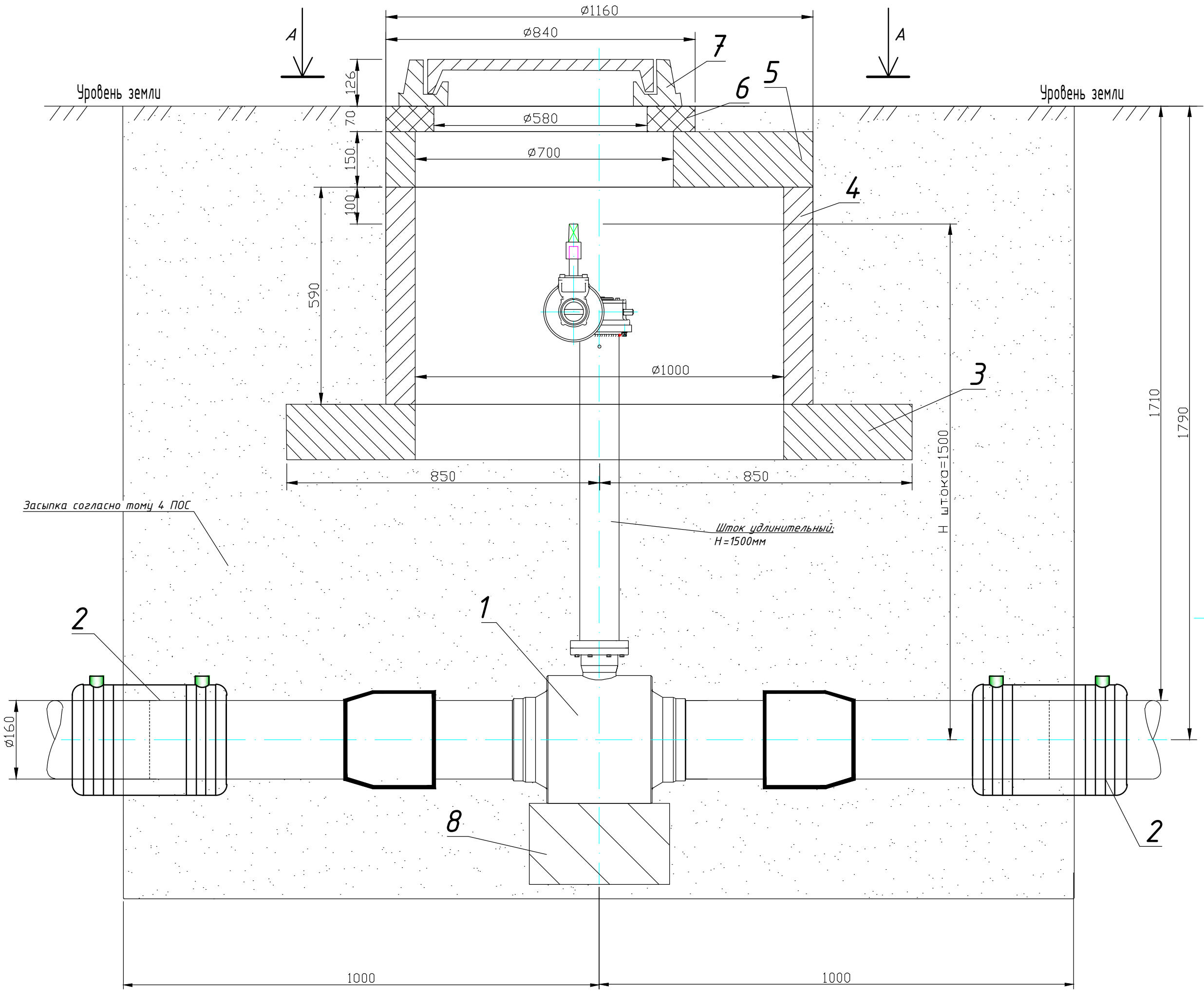


90-2500226/25-ТКР									
Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижегородского района Республики Крым									
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.			
Разработал	Дьячков И.В.	29.12.2025							
Проверил	Дьячков И.В.	29.12.2025							
						Установка крана в колодце D150 на проезжей части. Н=1600			
Н. контр.	Дьячков К.Н.	29.12.2025				ООО "Нефтегазстрой" г. Щелково			
ГИП	Дьяков И.В.	29.12.2025							

Установка шарового крана Ду150 полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ-100 ГАЗ
SDR 11 в подземном исполнении со стационарным редуктором, высота штока Н=1500 мм

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Единица измерения	Количество	Примечание
1	Шаровый кран стальной Ду150 полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ-100 ГАЗ SDR 11 в подземном исполнении со стационарным редуктором, высота штока Н=1500 мм		шт.	1	
2	Муфта с закладными нагревателями ПЭ100 ГАЗ SDR11 DN160	ГОСТ 58121.3-2018	шт.	2	
3	Опорная плита ПО10	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
4	Колодец смотровой КС 10.6	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
5	Плита перекрытия ПП10	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
6	Кольцо опорное КО-6	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
7	Люк тип С (В 125) крышка и корпус	ГОСТ 3634-99	шт.	1	
8	Подушка железобетонная опорная ОП 6.4-Т	Серия 1.225-2	шт.	1	
9	Битумно-резиновая мастика МБР 65	ГОСТ 15836-79	м ²	2,5/5,0	

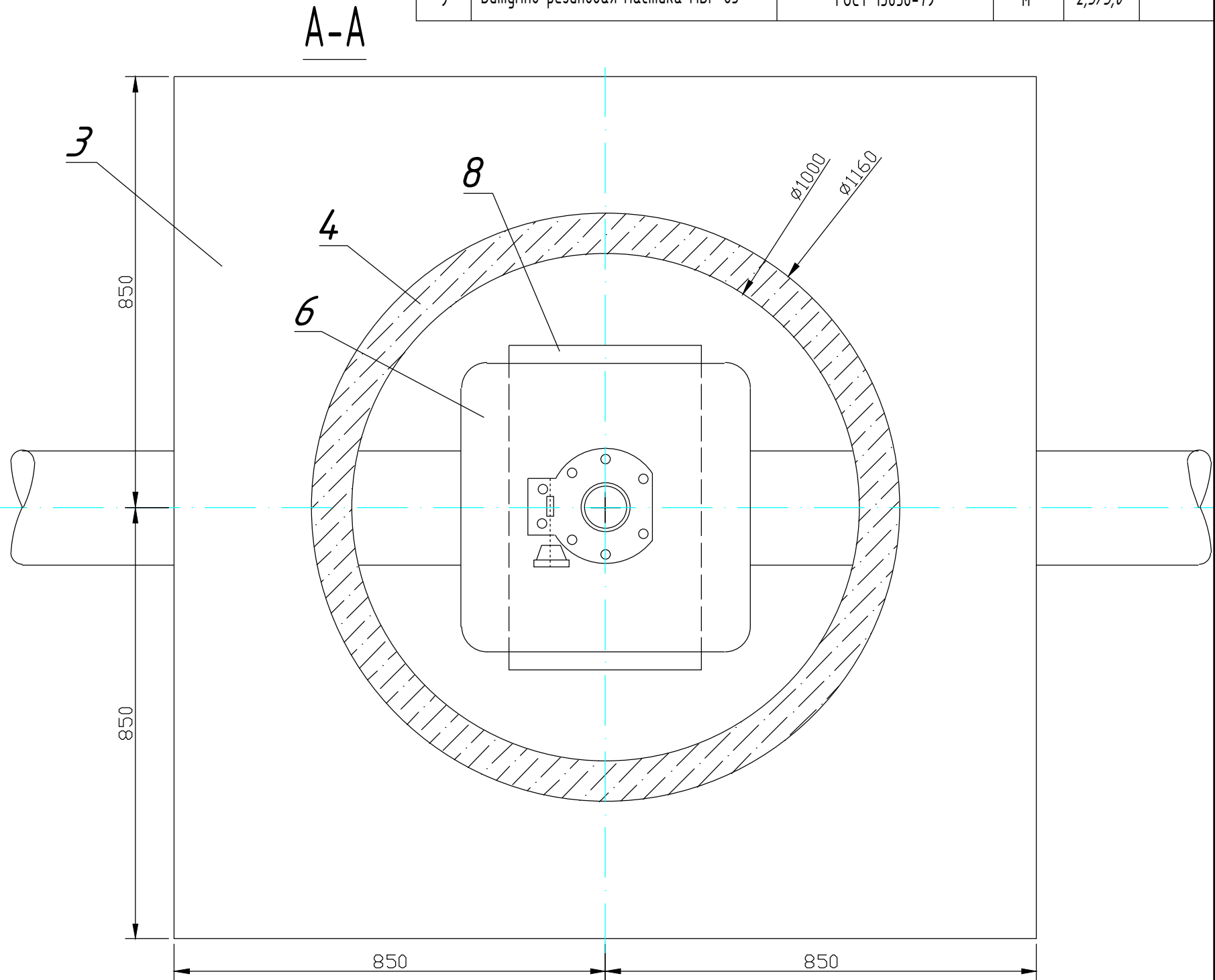
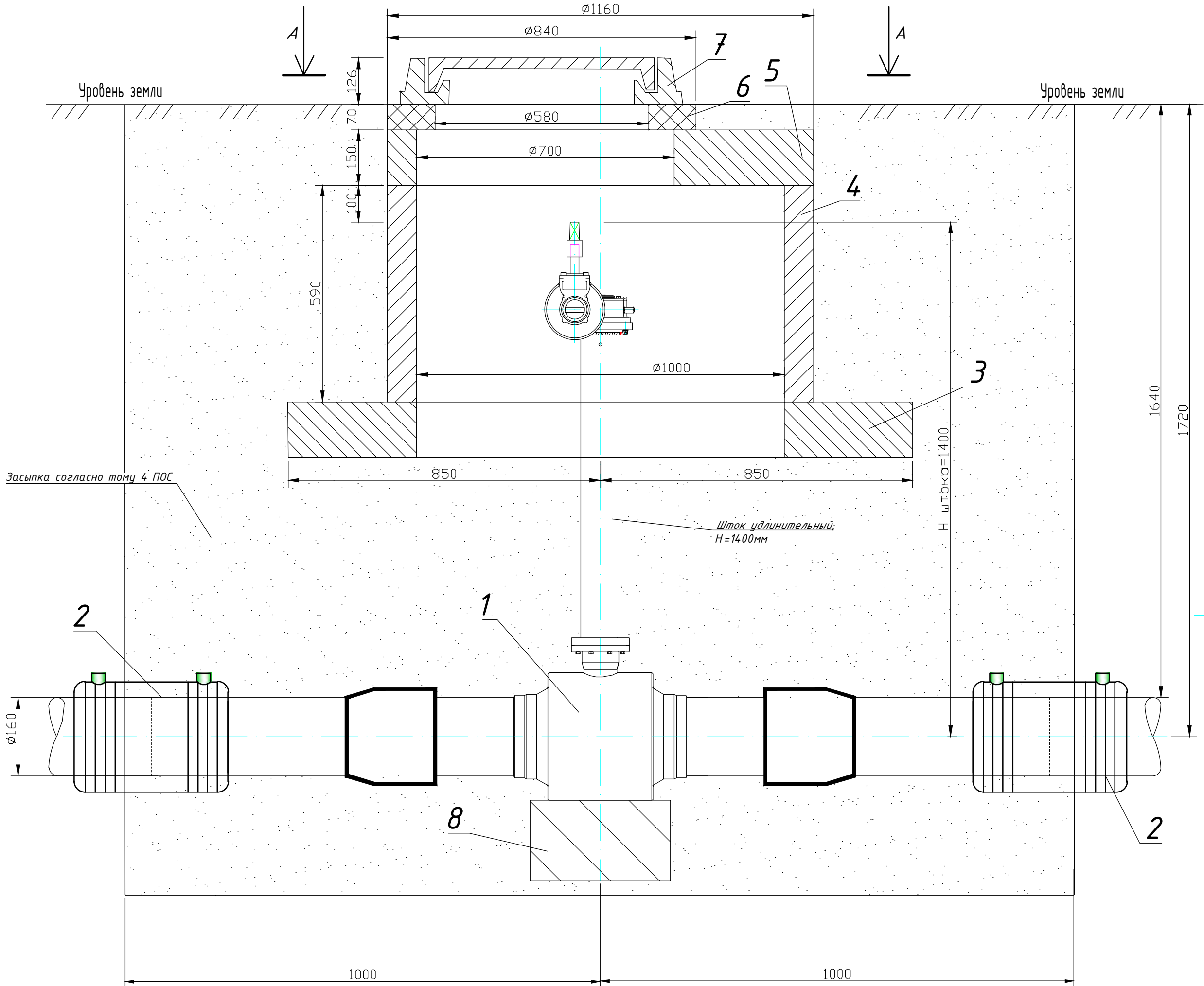


90-2500226/25-ТКР					
Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижегородского района Республики Крым					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Дьяков И.В.	29.12.2025			
Проверил	Дьяков И.В.	29.12.2025			
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.					
				Стадия	Лист
				П	15
Установка шарового крана Д150 под колодец в зоне зеленых насаждений, Н=1500					
Н. контр.	Дьяков К.Н.	29.12.2025			
ГИП	Дьяков И.В.	29.12.2025			

Установка шарового крана Ду150 полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ-100 ГАЗ
SDR 11 в подземном исполнении со стационарным редуктором, высота штока Н=1400 мм

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Единица измерения	Количество	Примечание
1	Шаровый кран Ду150 стальной полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ-100 ГАЗ SDR 11 в подземном исполнении со стационарным редуктором, высота штока Н=1400 мм		шт.	1	
2	Муфта с закладными нагревателями ПЭ100 ГАЗ SDR11 DN160	ГОСТ 58121.3-2018	шт.	2	
3	Опорная плита ПО10	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
4	Колодец смотровой КС 10.6	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
5	Плита перекрытия ПП10	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
6	Кольцо опорное КО-6	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
7	Люк тип С (В 125) крышка и корпус	ГОСТ 3634-99	шт.	1	
8	Подушка железобетонная опорная ОП 6.4-Т	Серия 1.225-2	шт.	1	
9	Битумно-резиновая мастика МБР 65	ГОСТ 15836-79	м ²	2,5/5,0	

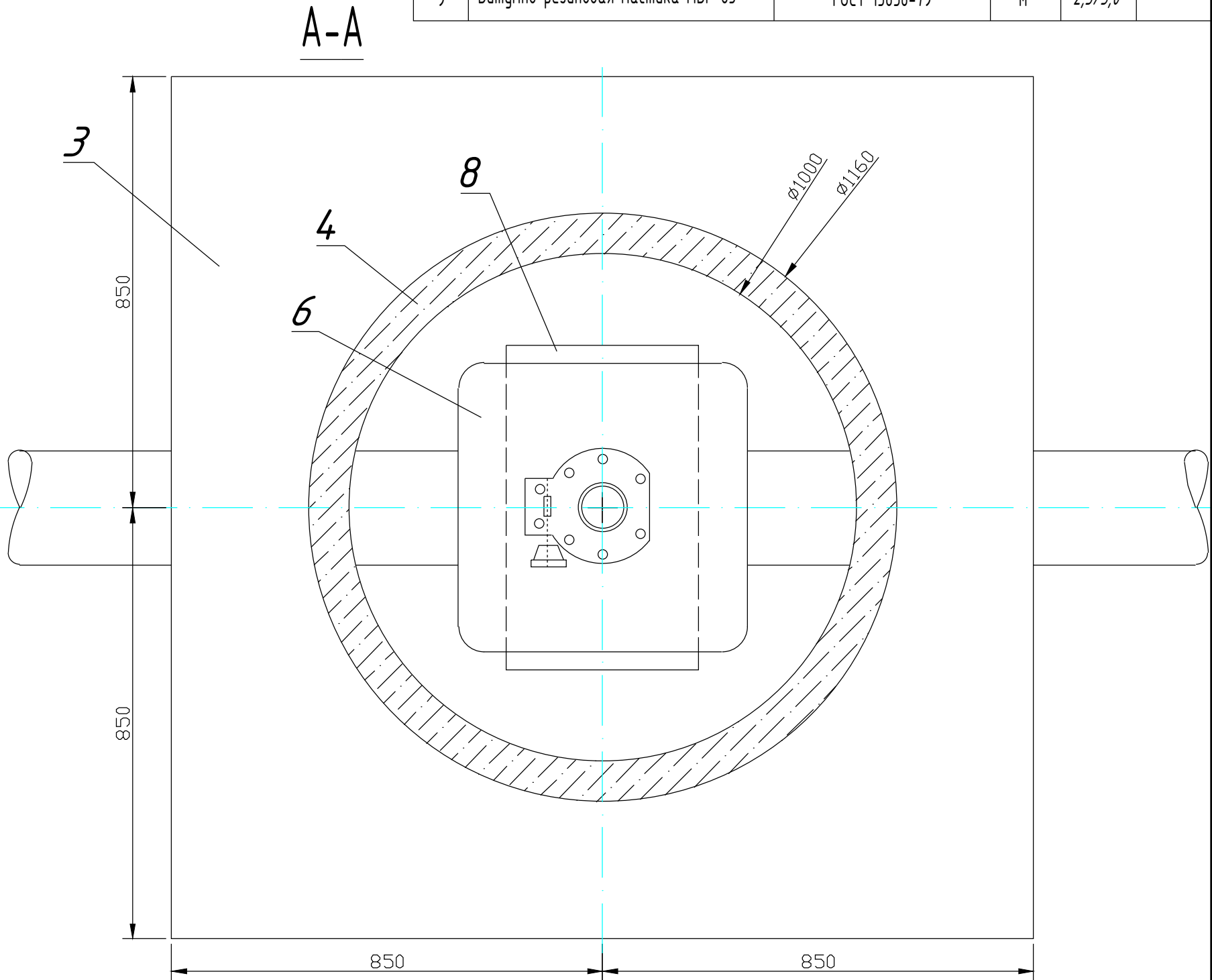
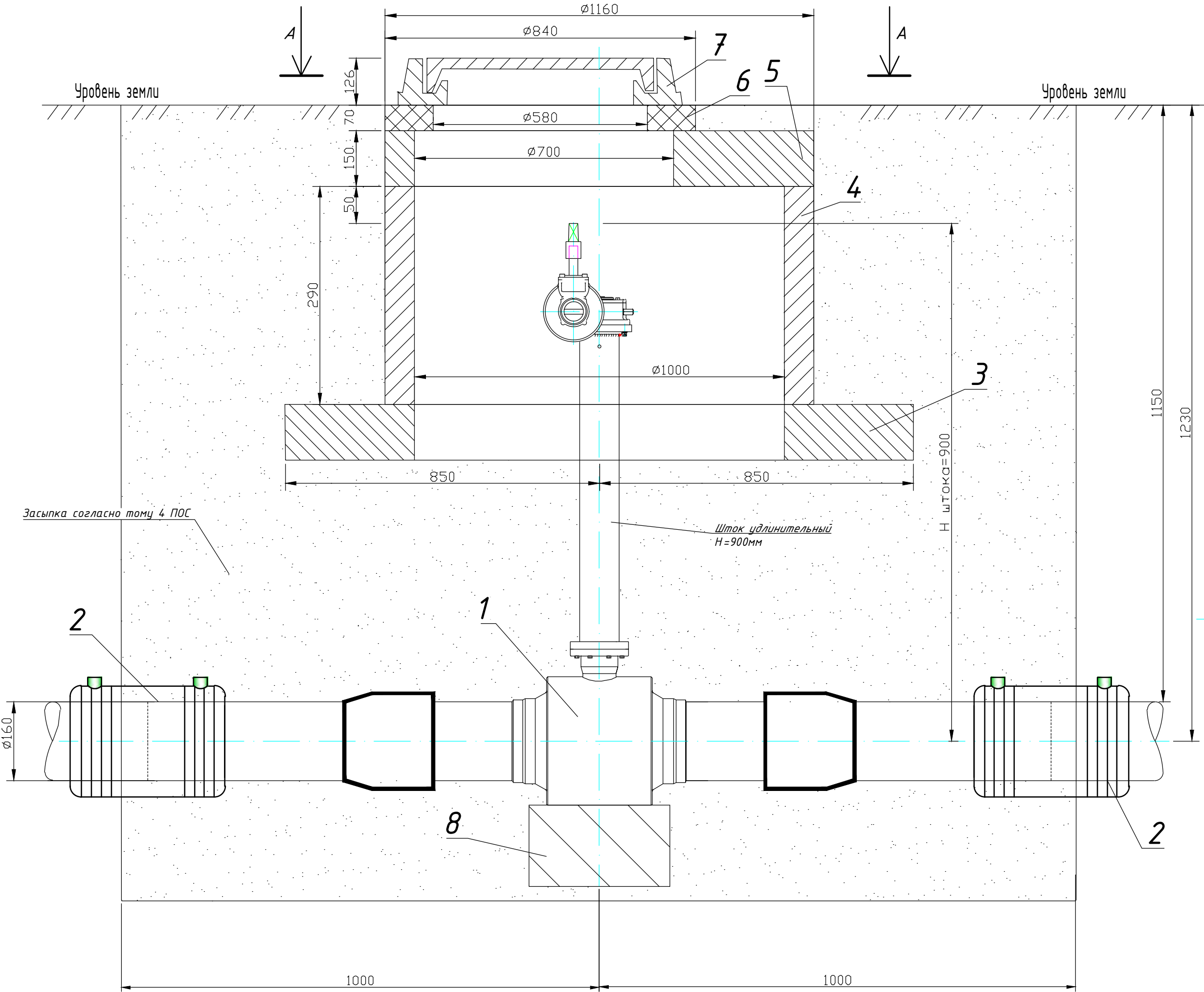


						90-2500226/25-ТКР					
						Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижегородского района Республики Крым					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.			Стадия	Лист	Листов
Разработал	Дубинин И.А.				29.12.2025				П	16	
Проверил	Дьяков И.В.				29.12.2025						
						Установка шарового крана Д150 под колодец в зоне зеленых насаждений, Н=1400			 ООО "Нефтегазстрой" г. Щелково		
Н. контр.	Дьячко К.Н.				29.12.2025						
ГИП	Дьяков И.В.				29.12.2025						

Установка шарового крана Ду150 полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ-100 ГАЗ
SDR 11 в подземном исполнении со стационарным редуктором, высота штока Н=900 мм

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Единица измерения	Количество	Примечание
1	Шаровый кран стальной Ду150 полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ-100 ГАЗ SDR 11 в подземном исполнении со стационарным редуктором, высота штока Н=900 мм		шт.	1	
2	Муфта с закладными нагревателями ПЭ100 ГАЗ SDR11 DN160	ГОСТ 58121.3-2018	шт.	2	
3	Опорная плита ПО10	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
4	Колодец смотровой КС 10.3	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
5	Плита перекрытия ПП10	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
6	Кольцо опорное КО-6	ГОСТ 8020-90	шт.	1	
7	Люк тип С (В 125) крышка и корпус	ГОСТ 3634-99	шт.	1	
8	Подушка железобетонная опорная ОП 6.4-Т	Серия 1.225-2	шт.	1	
9	Битумно-резиновая мастика МБР 65	ГОСТ 15836-79	м²	2,5/5,0	



90-2500226/25-ТКР									
Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижегородского района Республики Крым									
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.			
Разработал	Дьяков И.В.	29.12.2025							
Проверил	Дьяков И.В.	29.12.2025							
						Установка шарового крана Д150 под колодец в зоне зеленых насаждений, Н=900			
Н. контр.	Дьяков К.Н.	29.12.2025				ООО "Нефтегазстрой" г. Щелково			
ГИП	Дьяков И.В.	29.12.2025							

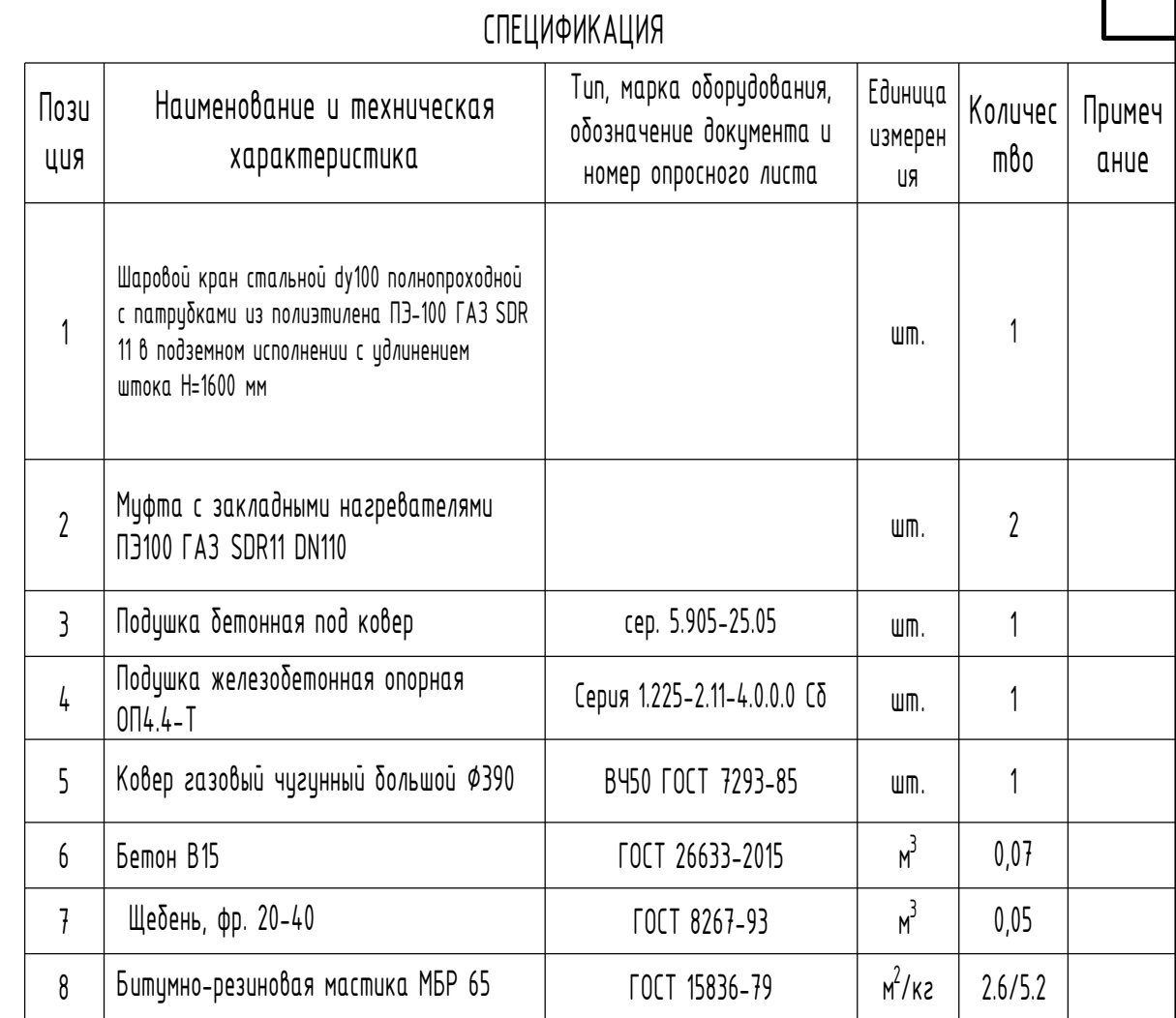
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Согласовано		



Примечание:

1. Согласно СП 42-101-2003 п.4.51. При отсутствии усовершенствованного дорожного покрытия вокруг колодцев и коверов предусматривают устройство отстоки шириной не менее 0,7м с уклоном 50% , исключающим проникновение вод в грунт близ колодца (ковера).
2. Проход крана соответствует внутреннему диаметру трубы.
3. Не требуются мероприятия по защите от коррозии.
4. Закрытие/открытие крана производится с помощью штанги.
5. Максимально допустимое рабочее давление на кран 0,1 МПа.

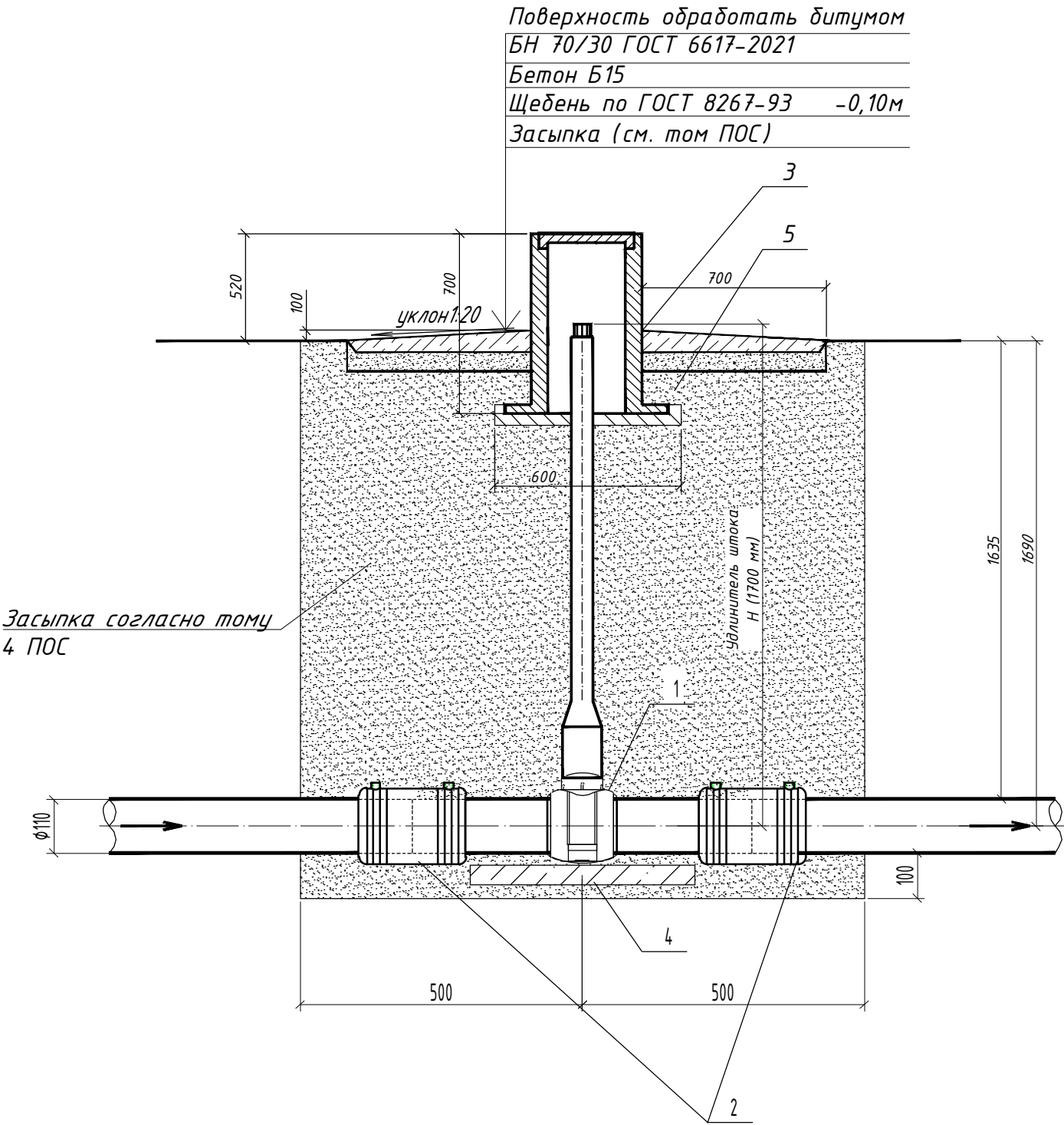
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Согласовано			



1. Согласно СП 42-101-2003 п.4.51. При отсутствии усовершенствованного дорожного покрытия вокруг колодцев и коверов предусматривают устройство отмостки шириной не менее 0,7 м с уклоном 50%, исключающим проникновение вод в грунт близ колодца (ковера).
2. Проход крана соответствует внутреннему диаметру трубы.
- 3 Максимально допустимое рабочее давление на кран 1,0 МПа.

						90-2500226/25-ТКР						
						Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижнегорского района Республики Крым						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист	Листов			
Разработал		Дудинин И.А.			29.12.2025		П	19				
Проверил		Дьяков И.В.			29.12.2025							
Н. контр.		Дьячков К.Н.			29.12.2025	Установка шарового крана Ду100 в подземном исполнении на проезжей части. Н=1600		ООО "Нефтегазстрой" г. Щелково				
ГИП		Дьяков И.В.			29.12.2025							

Установка шарового крана $\text{du}100$ полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ-100 ГАЗ
SDR 11 в подземном исполнении с удлинением штока $H=1700$ мм



СПЕЦИФИКАЦИЯ

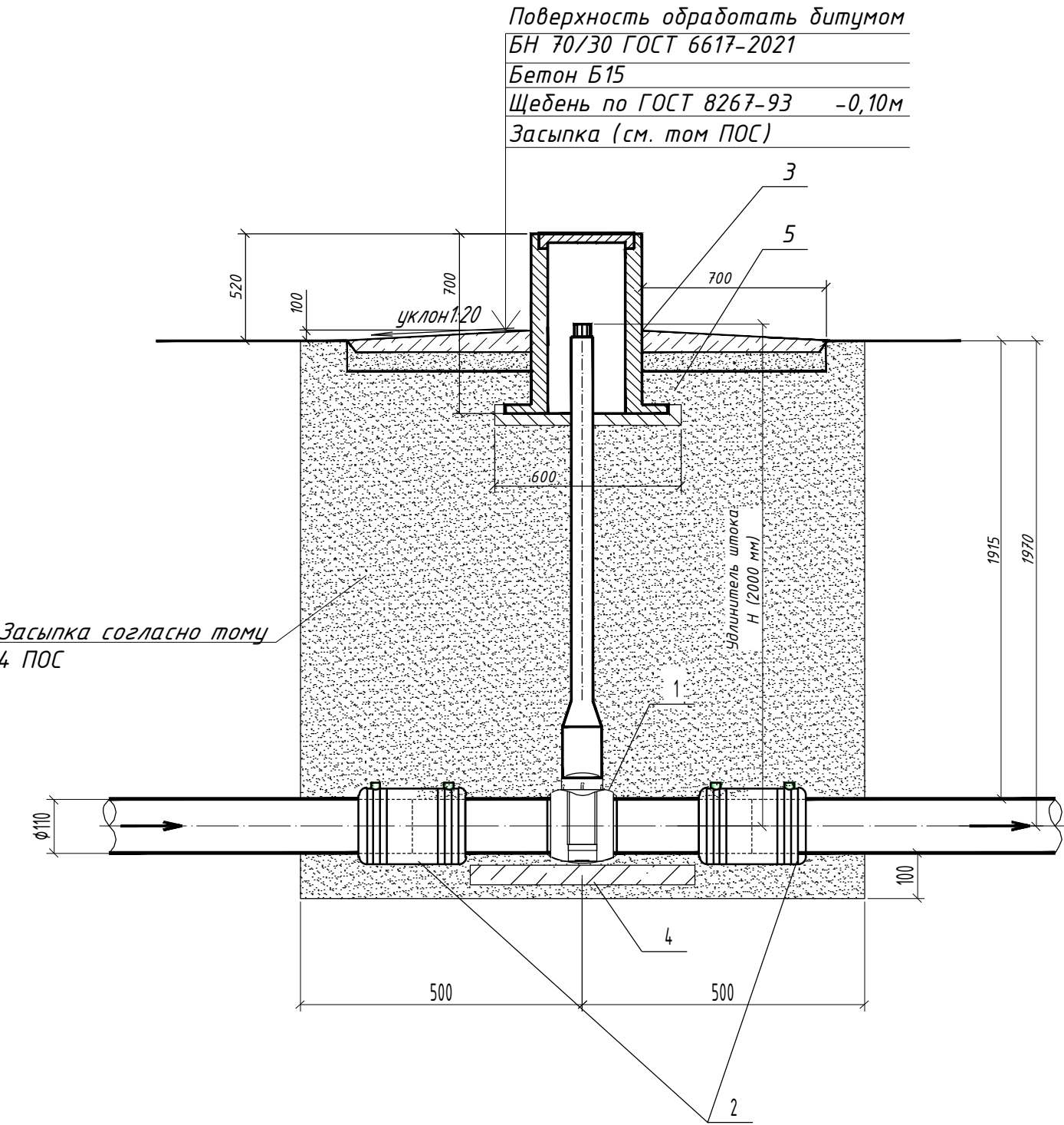
Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Единица измерения	Количество	Примечание
1	Шаровой кран стальной $\text{du}100$ полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ-100 ГАЗ SDR 11 в подземном исполнении с удлинением штока $H=1700$ мм		шт.	1	
2	Муфта с закладными нагревателями ПЭ100 ГАЗ SDR11 DN110		шт.	2	
3	Подушка бетонная под ковер малый	сер. 5.905-25.05	шт.	1	
4	Подушка железобетонная опорная ОП4.4-Т	Серия 1.225-2.11-4.0.0.0 СД	шт.	1	
5	Ковер газовый стальной $\text{Ф}273/h700$	ТУ 4859-001-09665304-2011.	шт.	1	
6	Бетон В15	ГОСТ 26633-2015	м^3	0,20	
7	Щебень, фр. 20-40	ГОСТ 8267-93	м^3	0,05	
8	Битум - БН 70/30	ГОСТ 6617-2021	м^2	5,60	

- Примечание:
- Согласно СП 42-101-2003 п.4.51. При отсутствии усовершенствованного дорожного покрытия вокруг колодцев и коверов предусматривают устройство отмостки шириной не менее 0,7м с уклоном 50% , исключающим проникновение вод в грунт близ колодца (ковера).
 - Проход крана соответствует внутреннему диаметру трубы.
 - Не требуются мероприятия по защите от коррозии.
 - Закрытие/открытие крана производится с помощью штанги.
 - Максимально допустимое рабочее давление на кран 0,1 МПа.

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

						90-2500226/25-ТКР			
						Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижнегорского района Республики Крым			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Дудин И.А.			29.12.2025		П	20	
Проверил		Дьяков И.В.			29.12.2025				
						Установка крана шарового D100 под ковер в зоне зеленых насаждений. Н=1700		ООО "Нефтегазстрой" г. Щелково	
Н. контр.		Дьячков К.Н.			29.12.2025				
ГИП		Дьяков И.В.			29.12.2025				

Установка шарового крана $\text{du}100$ полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ-100 ГАЗ
SDR 11 в подземном исполнении с удлинением штока $H=2000\text{ мм}$



СПЕЦИФИКАЦИЯ

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Единица измерения	Количество	Примечание
1	Шаровый кран стальной $\text{du}100$ полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ-100 ГАЗ SDR 11 в подземном исполнении с удлинением штока $H=2000\text{ мм}$		шт.	1	
2	Муфта с закладными нагревателями ПЭ100 ГАЗ SDR11 DN110		шт.	2	
3	Подушка бетонная под ковер малый	сер. 5.905-25.05	шт.	1	
4	Подушка железобетонная опорная ОП4.4-Т	Серия 1.225-2.11-4.0.0.0 СД	шт.	1	
5	Ковер газовый стальной $\text{Ф}273/\text{h}700$	ТУ 4859-001-09665304-2011.	шт.	1	
6	Бетон В15	ГОСТ 26633-2015	м^3	0,20	
7	Щебень, фр. 20-40	ГОСТ 8267-93	м^3	0,05	
8	Битум - БН 70/30	ГОСТ 6617-2021	м^2	5,60	

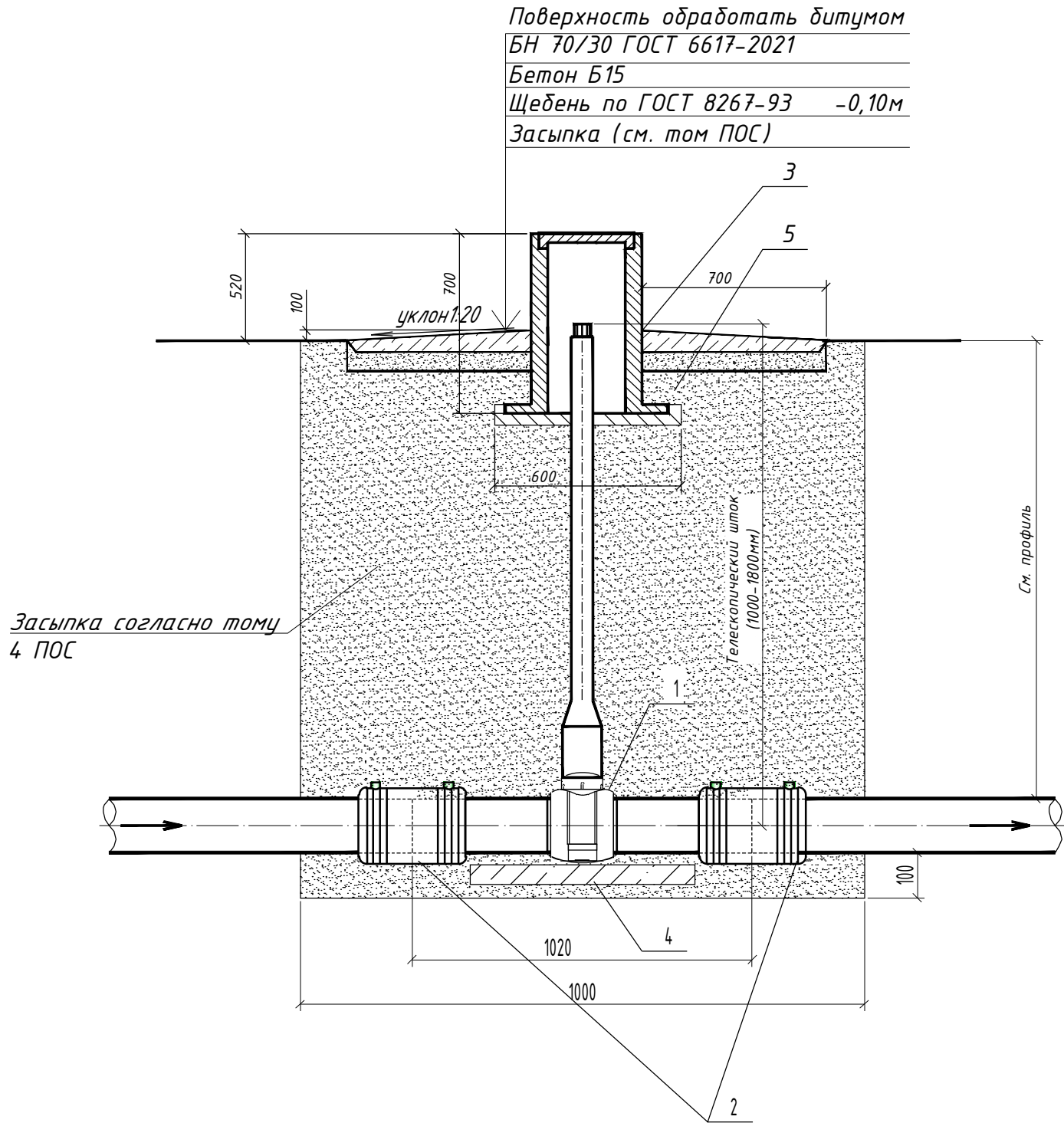
Примечание:

- Согласно СП 42-101-2003 п.4.51. При отсутствии усовершенствованного дорожного покрытия вокруг колодцев и коверов предусматривают устройство отмостки шириной не менее 0,7м с уклоном 50% , исключающим проникновение вод в грунт близ колодца (ковера).
- Проход крана соответствует внутреннему диаметру трубы.
- Не требуются мероприятия по защите от коррозии.
- Закрытие/открытие крана производится с помощью штанги.
- Максимально допустимое рабочее давление на кран 0,1 МПа.

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

						90-2500226/25-ТКР			
						Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижнегорского района Республики Крым			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Дудин И.А.			29.12.2025		П	21	
Проверил		Дьяков И.В.			29.12.2025				
						Установка шарового крана D100 под ковер в зоне зеленых насаждений. Н=2000		ООО "Нефтегазстрой" г. Щелково	
Н. контр.		Дьяков К.Н.			29.12.2025				
ГИП		Дьяков И.В.			29.12.2025				

Установка шарового крана ду25 полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ-100 SDR 11 в подземном исполнении с телескопическим штоком в зоне зеленых насаждений



СПЕЦИФИКАЦИЯ

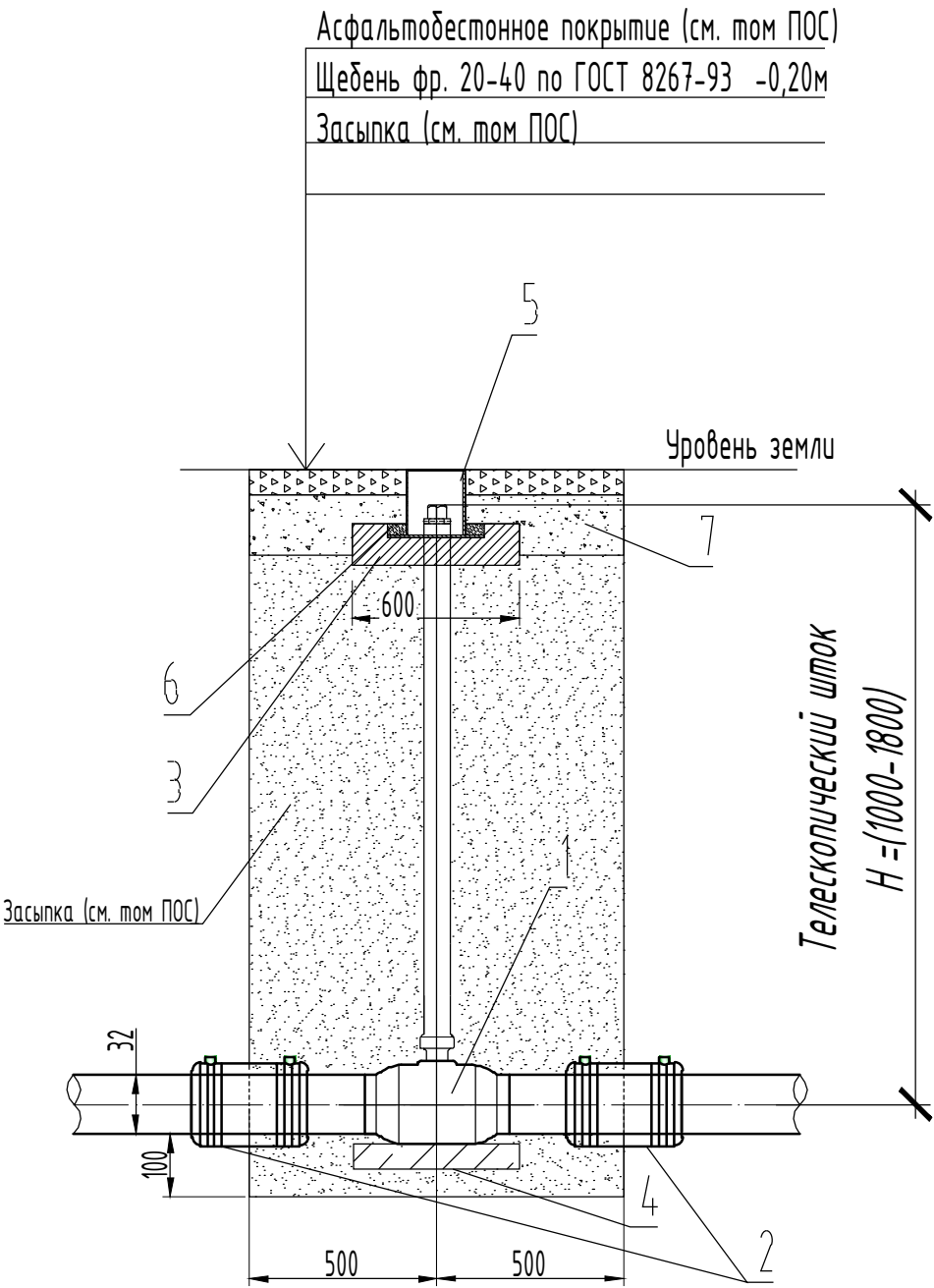
Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Единица измерения	Количество	Примечание
1	Шаровый кран стальной ду25 полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ-100 ГАЗ SDR 11 в подземном исполнении с телескопическим штоком (длина штока 1000-1800)		шт.	1	
2	Муфта с закладными нагревателями ПЭ100 ГАЗ SDR11 DN32		шт.	2	
3	Подушка бетонная под ковер	сер. 5.905-25.05	шт.	1	
4	Подушка железобетонная опорная оп4.4-м	Серия 1.225-2.11-4.0.0.0 СД	шт.	1	
5	Ковер газовый стальной Ø273/н700	ТУ 4859-001-09665304-2011.	шт.	1	
6	Бетон В15	ГОСТ 26633-2015	м³	0,20	
7	Щебень, фр. 20-40	ГОСТ 8267-93	м³	0,05	
8	Битум - БН 70/30	ГОСТ 6617-2021	м²	5,60	

Примечание:
1. Согласно СП 42-101-2003 п.4.51. При отсутствии усовершенствованного дорожного покрытия вокруг колодцев и коверов предусматривают устройство отмостки шириной не менее 0,7м с уклоном 50% , исключающим проникновение вод в грунт близ колодца (ковера).
2. Проход крана соответствует внутреннему диаметру трубы.
3. Не требуются мероприятия по защите от коррозии.
4. Закрытие/открытие крана производится с помощью штанги.
5. Максимально допустимое рабочее давление на кран 0,10 МПа.

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

						90-2500226/25-ТКР		
						Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижнегорского района Республики Крым		
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист
Разработал		Дудинин И.А.			29.12.2025		П	22
Проверил		Дьяков И.В.			29.12.2025	Установка шарового крана под ковер Ø25 в зеленой зоне		
Н. контр.		Дьяков К.Н.			29.12.2025			
ГИП		Дьяков И.В.			29.12.2025			

Установка шарового крана ду25 полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ-100 SDR 11 в подземном исполнении с телескопическим штоком на проезжей части



СПЕЦИФИКАЦИЯ

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Единица измерения	Количество	Примечание
1	Шаровый кран стальной ду25 полнопроходной с патрубками из полиэтилена ПЭ-100 ГАЗ SDR 11 в подземном исполнении с телескопическим штоком (длина штока 1000-1800)		шт.	1	
2	Муфта с закладными нагревателями ПЭ100 ГАЗ SDR11 DN63		шт.	2	
3	Подушка бетонная под ковер	сер. 5.905-25.05	шт.	1	
4	Подушка железобетонная опорная оп4.4-м	Серия 1.225-2.11-4.0.0.0 СД	шт.	1	
5	Ковер газовый чугунный большой Ф390	ГОСТ 1412-85	шт.	1	
6	Бетон В15	ГОСТ 26633-2015	м³	0,07	
7	Щебень, фр. 20-40	ГОСТ 8267-93	м³	0,05	
8	Битумно-резиновая мастика МБР 65	ГОСТ 15836-79	м²/кг	2.6/5.2	в 2 слоя

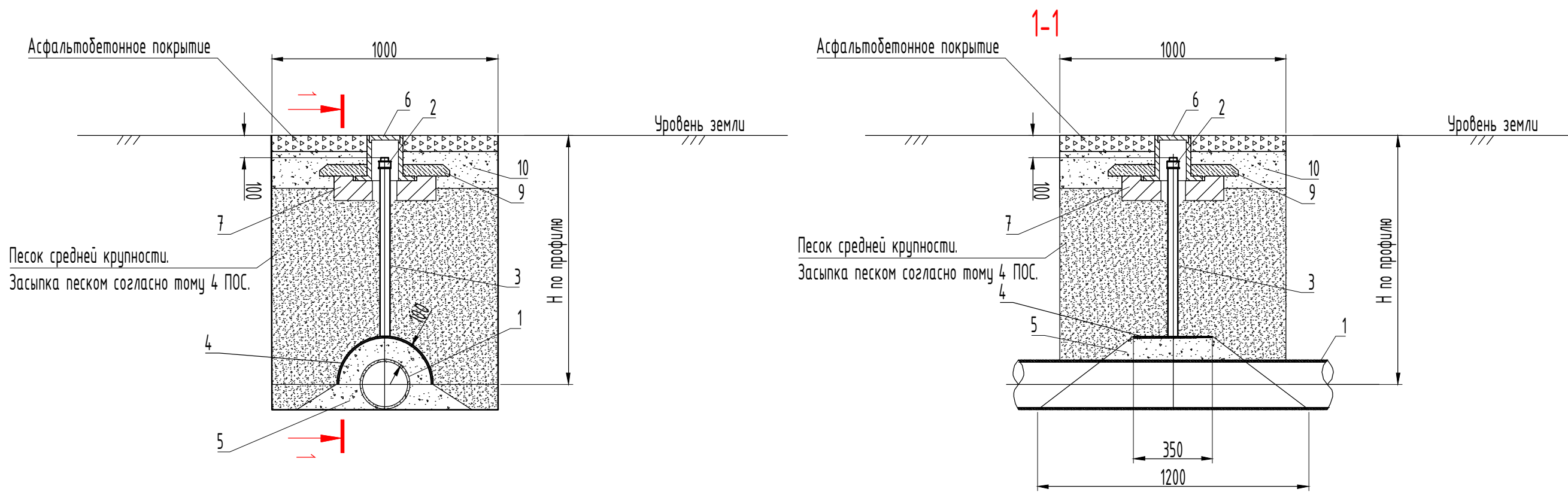
Примечание:
1. Согласно СП 42-101-2003 п.4.51. При отсутствии усовершенствованного дорожного покрытия вокруг колодцев и коверов предусматривают устройство отмостки шириной не менее 0,7м с уклоном 50% , исключающим проникновение вод в грунт близ колодца (ковера).
2. Проход крана соответствует внутреннему диаметру трубы.
3. Не требуются мероприятия по защите от коррозии.
4. Закрытие/открытие крана производится с помощью штанги.
5. Максимально допустимое рабочее давление на кран 0,10 МПа.

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

						90-2500226/25-ТКР						
						Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижнегорского района Республики Крым						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист	Листов			
Разработал		Дудинин И.А.			29.12.2025		П	23				
Проверил		Дьяков И.В.			29.12.2025							
						Установка шарового крана под ковер Ø25 на проезжей части		ООО "Нефтегазстрой" г. Щелково				
Н. контр.		Дьяков К.Н.			29.12.2025							
ГИП		Дьяков И.В.			29.12.2025							

Установка контрольной трубки на газопровод в местах пересечений с коммуникациями, отводах, тройниках.

Установка контрольной трубки на газопроводе под ковер на проезжей части



Установка контрольной трубки под ковер в зеленой зоне

Поверхность обработать битумом БН 70/30 ГОСТ 6617-2021

Бетон В15

Щебень по ГОСТ 8267-93 -0,10м

Песок по ГОСТ 8267-2014

Уплотненный грунт

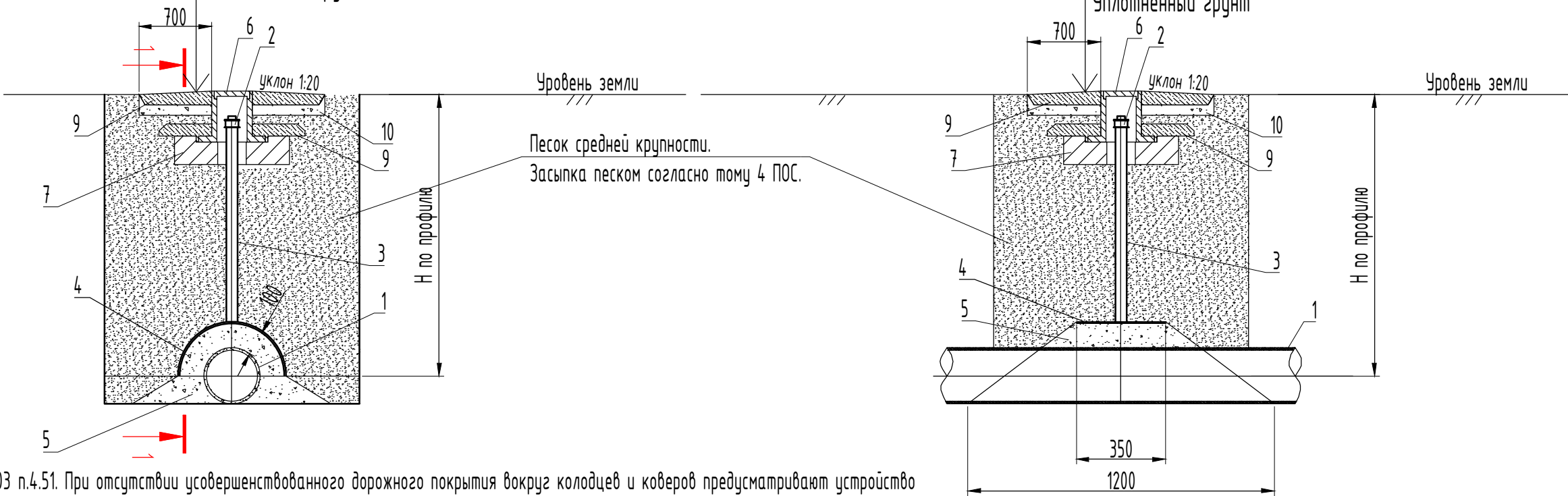
Поверхность обработать битумом БН 70/30 ГОСТ 6617-2021

Бетон В15

Щебень по ГОСТ 8267-93 -0,10м

Песок по ГОСТ 8267-2014

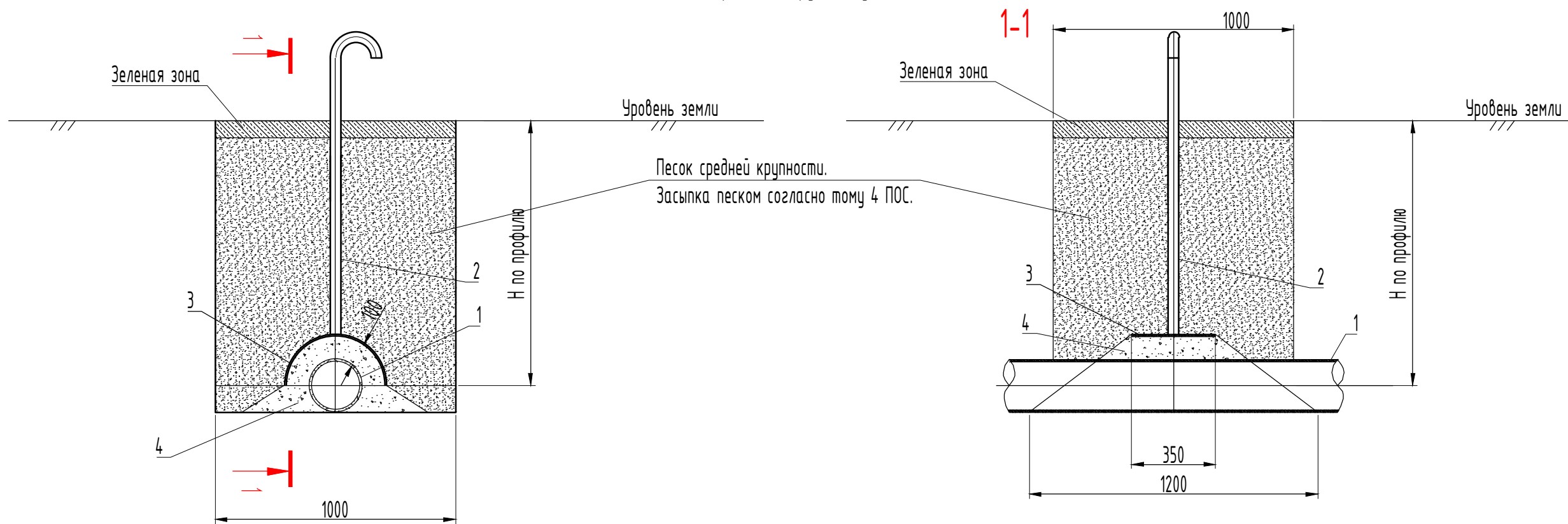
Уплотненный грунт



Примечание:

- Согласно СП 42-101-2003 п.4.51. При отсутствии усовершенствованного дорожного покрытия вокруг колодцев и коверов предусматривают устройство отмостки шириной не менее 0,7м с уклоном 50% , исключающим проникновение вод в грунт близ колодца (ковера).
- Контрольная трубка из стальной трубы ГОСТ 10704-91 засыпается песком по ГОСТ 8736-2014, на всю глубину траншеи в радиусе 0,5 м.

Установка контрольной трубки (гусак) в зеленой зоне



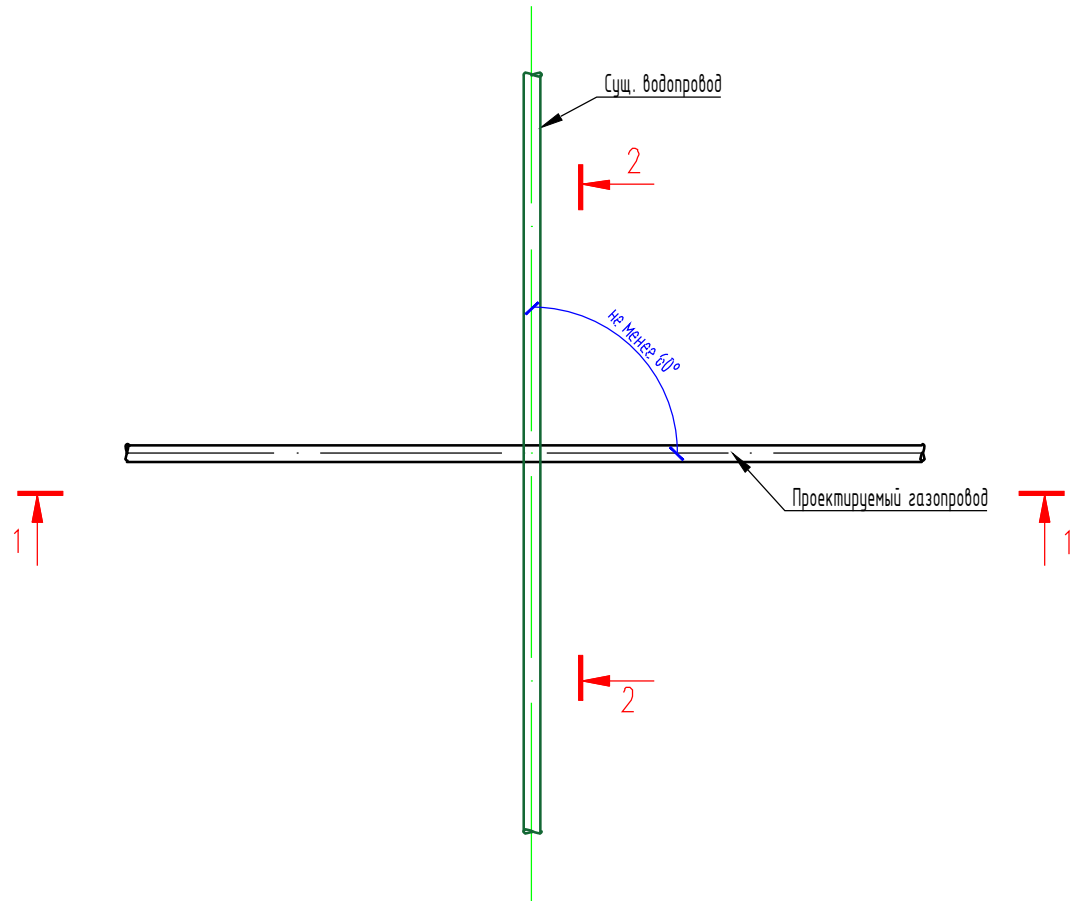
Спецификация								
Поз.	Наименование	Обозначение	Единица измерения	Типоразмер				
	Контрольная трубка							
1	Газопровод из трубы ПЭ100 SDR11	ГОСТ Р 581212-2018		32x3,2	63x5,8	110x10,0	160x14,6	225x20,5
2	Колпак Ø40	ГОСТ 8962-75	шт.	1	1	1	1	1
3	Контрольная трубка Ø 57x3,5 L=1700мм	ГОСТ 10704-91	шт.	1	1	1	1	1
4	Стальной кожух L=350мм	ГОСТ 10704-91		219x5,0	273x7,0	325x8,0	377x8,0	426x8,0
5	Щебень, фр. 20-40 мм	ГОСТ 8267-93	м3	0,05	0,07	0,09	0,12	0,15
	Установка КТ под ковер на проезжей части							
6	Ковер чугунный газовый большой Ø390	ГОСТ 1412-85	шт.	1	1	1	1	1
7	Подушка бетонная под ковер	сер. 5.905-25.05	шт.	1	1	1	1	1
9	Бетон В15	ГОСТ 26633-2015	м3	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
10	Щебень, фр. 20-40 мм	ГОСТ 8267-93	м3	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
11	Битумно-резиновая мастика МБР65 (в 2 слоя)	ГОСТ 6617-2021	м2	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60
12	Лента полимерно-битумная Литкор-НН (в 2 слоя)	ТУ 2245-003-55857963-2006	м2	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
13	Обертка ПОЛИЭТИЛЕН-ОБ 40-06-63 (в 2 слоя)	ТУ 2245-004-01297858-99	м2	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70

Спецификация								
Поз.	Наименование	Обозначение	Единица измерения	Типоразмер				
	Контрольная трубка							
1	Газопровод из трубы ПЭ100 SDR11	ГОСТ Р 581212-2018		32x3,2	63x5,8	110x10,0	160x14,6	225x20,5
2	Колпак Ø40	ГОСТ 8962-75	шт.	1	1	1	1	1
3	Контрольная трубка Ø 57x3,5 L=1700мм	ГОСТ 10704-91	шт.	1	1	1	1	1
4	Стальной кожух L=350мм	ГОСТ 10704-91		219x5,0	273x7,0	325x8,0	377x8,0	426x8,0
5	Щебень, фр. 20-40 мм	ГОСТ 8267-93	м3	0,05	0,07	0,09	0,12	0,15
	Установка КТ под ковер в зеленой зоне							
6	Ковер чугунный газовый большой Ø390	ГОСТ 1412-85	шт.	1	1	1	1	1
7	Подушка бетонная под ковер	сер. 5.905-25.05	шт.	1	1	1	1	1
9	Бетон В15	ГОСТ 26633-2015	м3	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
10	Щебень, фр. 20-40 мм	ГОСТ 8267-93	м3	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
11	Битумно-резиновая мастика МБР65 (в 2 слоя)	ГОСТ 6617-2021	м2	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60
12	Лента полимерно-битумная Литкор-НН (в 2 слоя)	ТУ 2245-003-55857963-2006	м2	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
13	Обертка ПОЛИЭТИЛЕН-ОБ 40-06-63 (в 2 слоя)	ТУ 2245-004-01297858-99	м2	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70

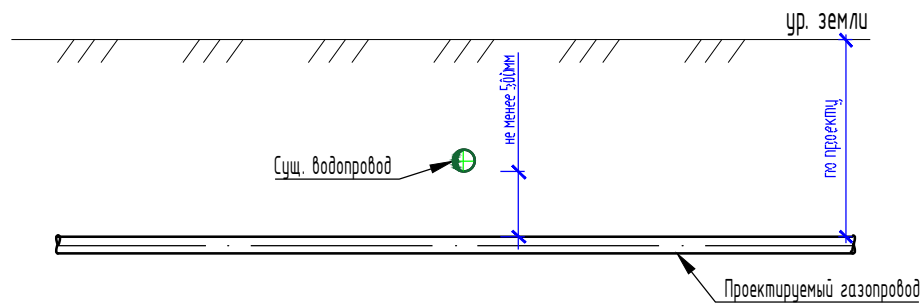
Спецификация								
Поз.	Наименование	Обозначение	Единица измерения	Типоразмер				
	Контрольная трубка							
1	Газопровод из трубы ПЭ100 SDR11	ГОСТ Р 581212-2018		32x3,2	63x5,8	110x10,0	160x14,6	225x20,5
2	Контрольная трубка Ø 57x3,5 L=2500мм	ГОСТ 10704-91	шт.	1	1	1	1	1
3	Стальной кожух L=350мм	ГОСТ 10704-91		219x5,0	273x7,0	325x8,0	377x8,0	426x8,0
4	Щебень, фр. 20-40 мм	ГОСТ 8267-93	м3	0,05	0,07	0,09	0,12	0,15
	Установка КТ под гусак							
6	Грунт-Эмаль СБЗ-111 "Унипол" марка Б (в 2 слоя)	ТУ 2313-002-92638584-2011	м²/кг	0,25/ 0,125	0,25/ 0,125	0,25/ 0,125	0,25/ 0,125	0,25/ 0,125
7	Лента полимерно-битумная Литкор-НН (в 2 слоя)	ТУ 2245-003-55857963-2006	м2	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
8	Обертка ПОЛИЭТИЛЕН-ОБ 40-06-63 (в 2 слоя)	ТУ 2245-004-01297858-99	м2	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70

90-2500226/25-ТКР								
Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижегородского района Республики Крым								
Изм.	Колп.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.		
Разработал	Дубинин И.А.	29.12.2025						
Проверил	Дьяков И.В.	29.12.2025						
						Контрольная трубка на газопровод		
Н. контр.	Дьячков К.Н.	29.12.2025						
ГИП	Дьяков И.В.	29.12.2025						

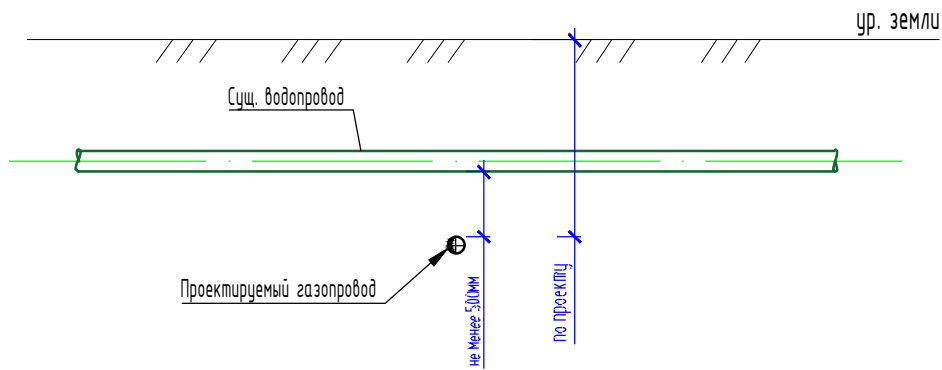
Узел пересечения существующего водопровода с проектируемым газопроводом.



Разрез 1-1



Разрез 2-2



Примечания:

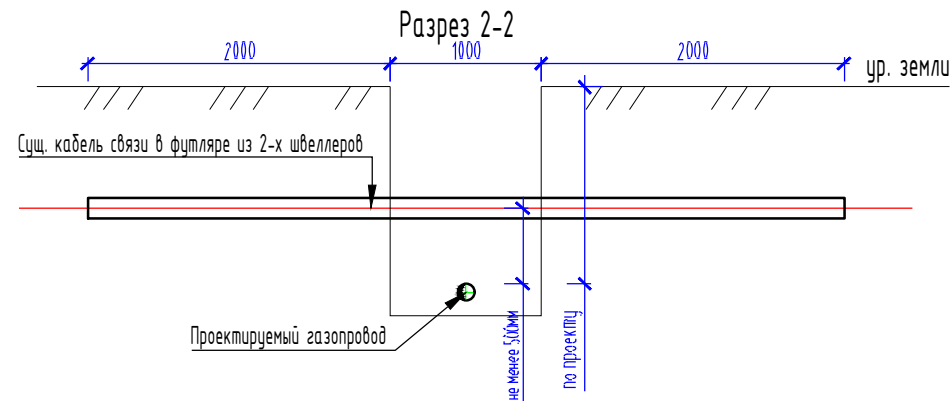
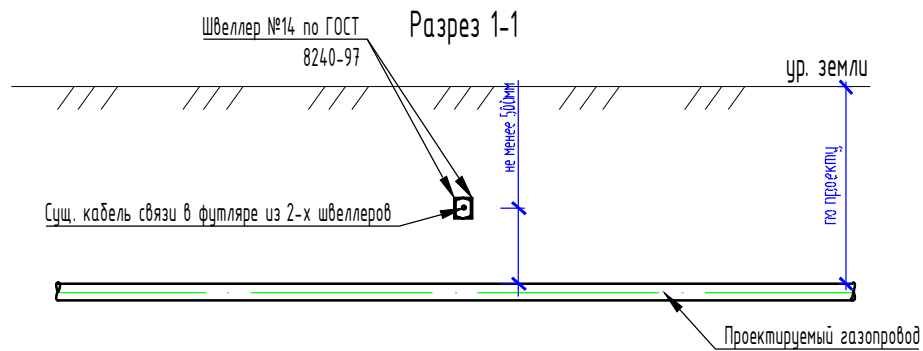
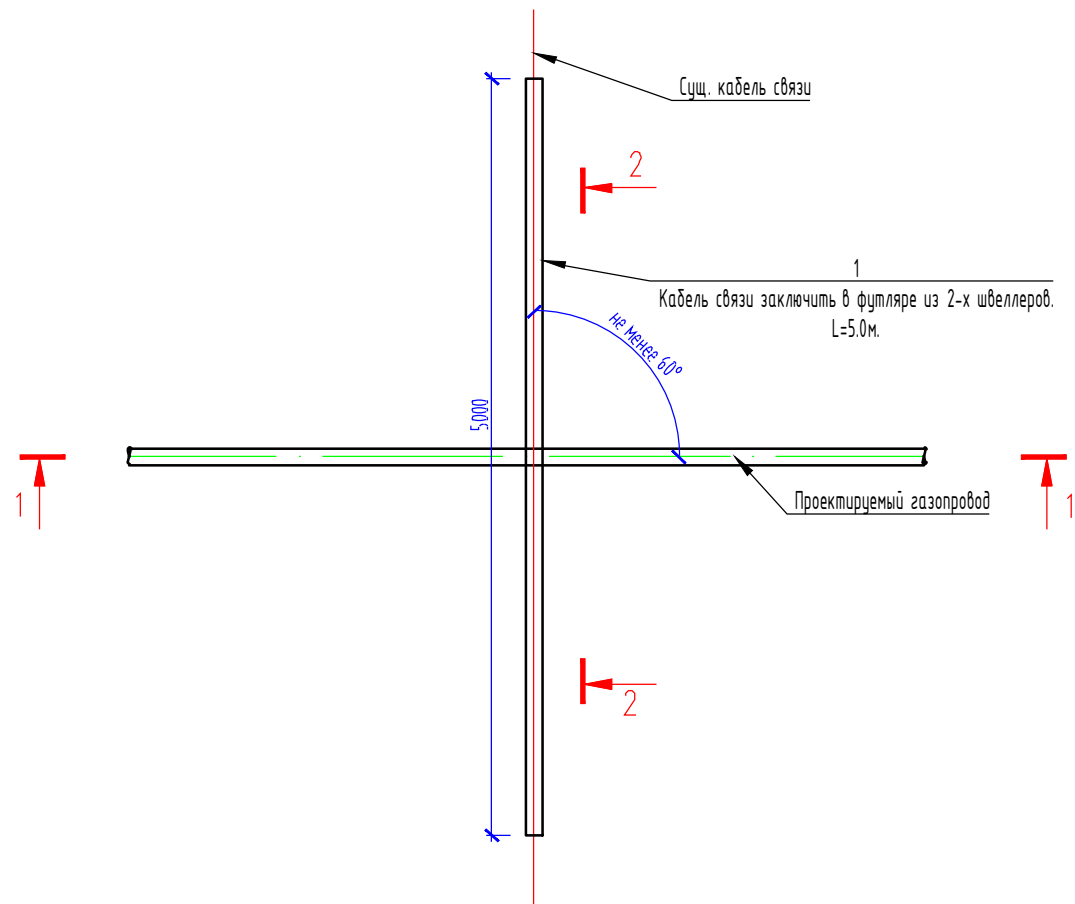
1. Земляные работы в полосе, ограниченной расстоянием 2 м по обе стороны от магистрального трубопровода, должны проводиться только вручную в присутствии представителя ООО "Крымская Водная Компания";
2. Предусмотреть прокладку проектируемого объекта строительства ниже сетей водоснабжения;
3. Расстояние в свету от нижней образующей действующего водопровода до верхней образующей защитного футляра проектируемого объекта строительства предусмотреть не менее 0,5м;
4. Пересечение выполнить, по возможности, под углом 90°, но не менее 60°;
5. В месте пересечения проектируемого газопровода с инженерными сетями уложить сигнальную ленту с выходом по 2 м от оси трубопровода в каждую сторону на глубину не более 0,3м от нижней образующей трубопровода;
6. В местах пересечения проектируемого объекта строительства с действующими сетями водоснабжения предусмотреть установку информационных знаков закрепления трассы с указанием принадлежности и пикетажа газопровода;
7. В местах пересечения газопровода с магистральными трубопроводами предусмотреть установку футляра на проектируемый газопровод, края которого должны выступать по 2 м в обе стороны от оси инженерных сетей;
8. При параллельном следовании проектируемого газопровода с сетями водопровода минимальное расстояние по горизонтали (в свету) от оси действующего водопровода предусмотреть не менее 1 м;

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

						90-2500226/25-ТКР		
						Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижнегорского района Республики Крым		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист
Разработал		Дудинич И.А.			29.12.2025		П	25
Проверил		Дьяков И.В.			29.12.2025			
Н. контр.		Дьячков К.Н.			29.12.2025	Узел пересечения с водопроводом.		
ГИП		Дьяков И.В.			29.12.2025			

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

Узел пересечения существующего кабеля связи с проектируемым газопроводом.

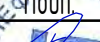


Спецификация

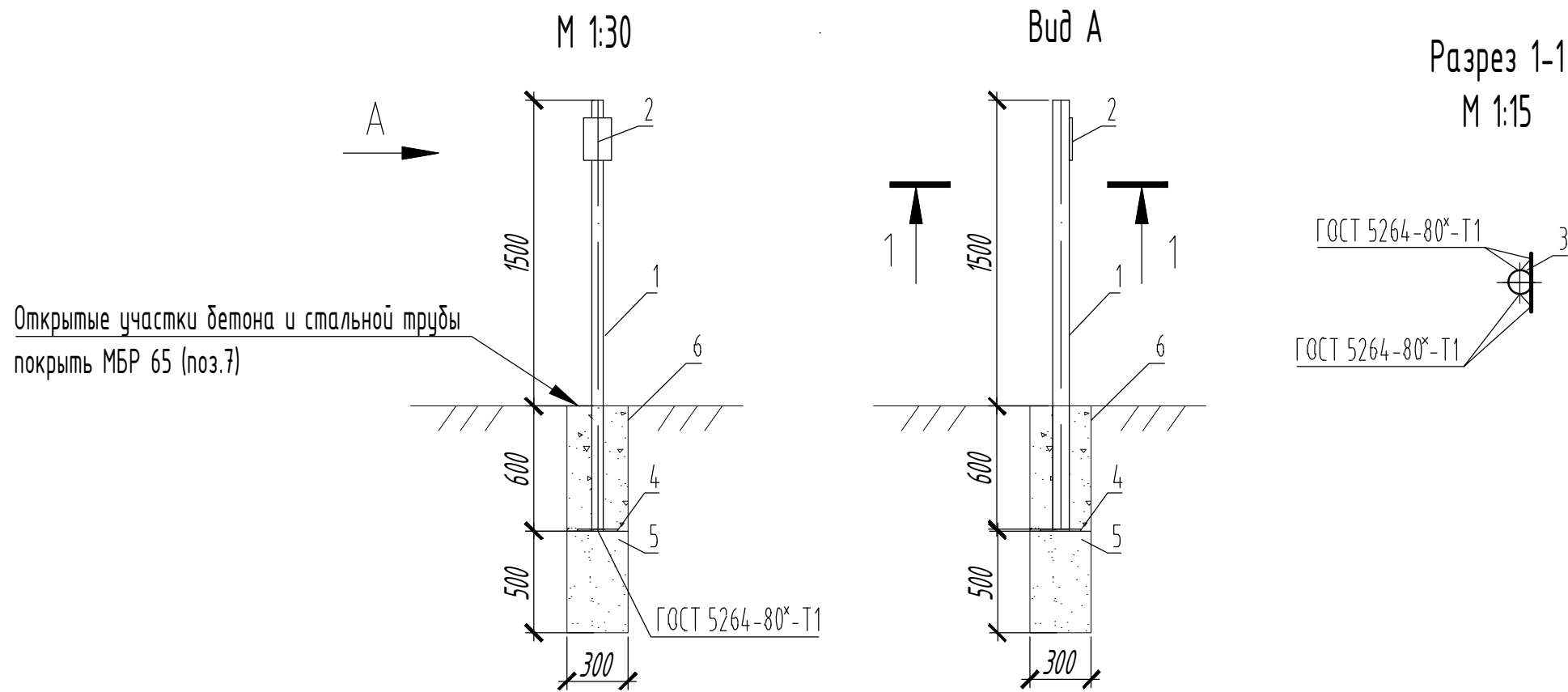
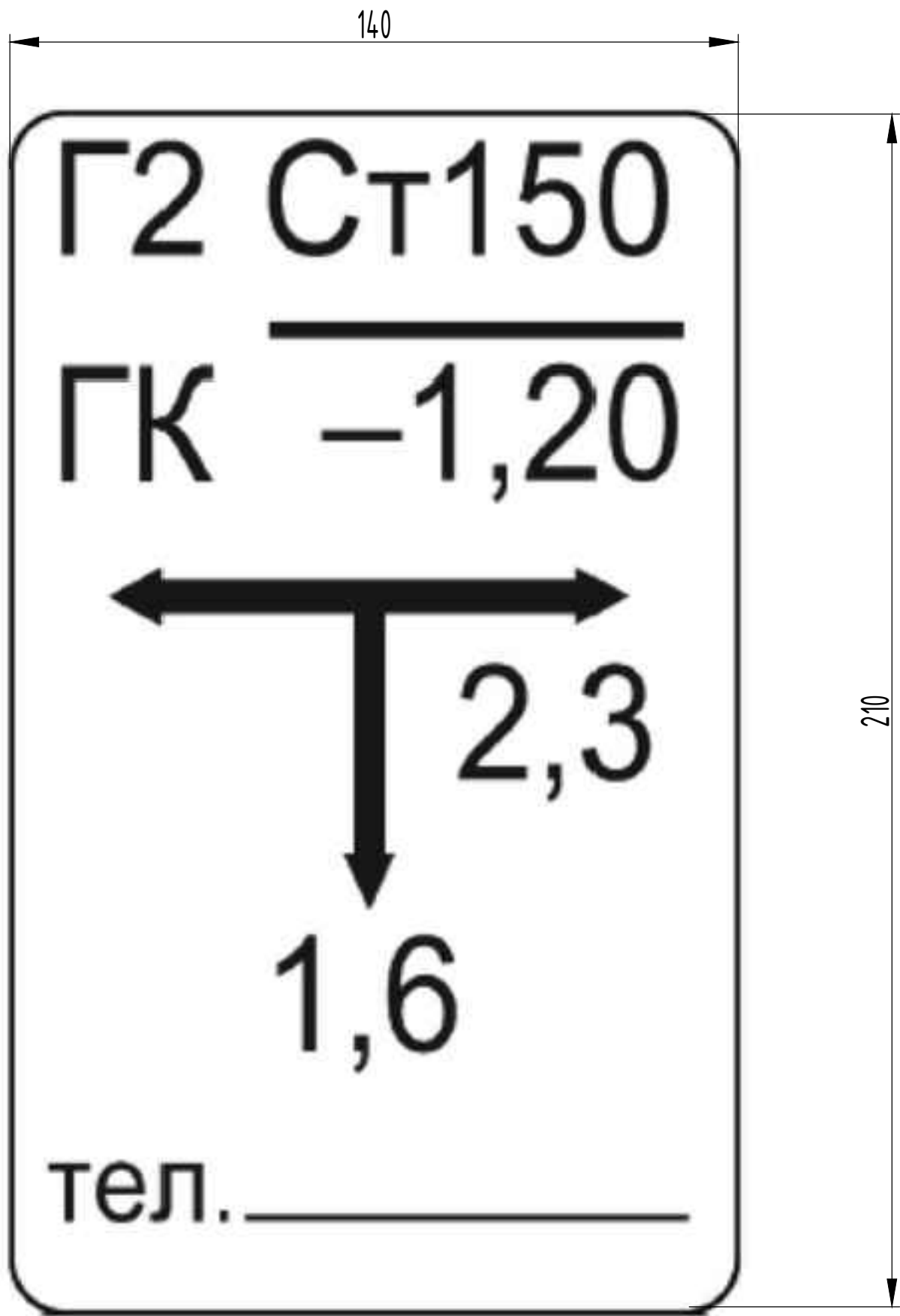
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ГОСТ 8240-97	Швеллер №14 по ГОСТ 8240-97 L=5.0м	2	шт.	

Примечания:

- Земляные работы в 2-х метрах от кабеля связи производить ручным способом без применения ударных механизмов и инструментов.
- Пересечения открытым способом кабеля связи и газопровода выполнить под углом близким к 90°, но не менее 60°. Расстояние между кабелем связи и газопроводом в свету не менее 0.5м.
- Кабель связи заключить в футляре из 2-х швеллеров. Швеллеры должны быть такой длины, чтобы ее концы выступали за края траншеи не менее, чем на 2.0м с каждой стороны.
- При входе в футляр и выходе из него на другом конце пересечения на длине 5-7 см кабель следует плотно обмотать кабельной лентой во избежание крутых изгибов у краев футляра вследствие возможной осадки грунта. В местах входа кабеля в футляр и выхода из него грунт должен быть плотно подбит под кабель. Зазоры между обмотанным кабелем и футляром следует тщательно заделать замазкой. Подсыпку под кабели выполнить разрыхленной землей или песчаным грунтом с тщательным уплотнением, слоями не более 0,1 м.
- Засыпку траншеи в месте пересечения произвести песком слоями по 0,2 м с увлажнением и трамбованием каждого слоя вручную до уровня на 0,3 м выше действующего кабеля связи.
- В месте пересечения (в охранной зоне кабеля 2.0м) не делать стыка труб газопроводов.

						90-2500226/25-ТКР			
						Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижнегорского района Республики Крым			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Дудинин И.А.			29.12.2025		П	26	
Проверил		Дьяков И.В.			29.12.2025				
						Узел пересечения с кабелем.		ООО "Нефтегазстрой" г. Щелково	
Н. контр.		Дьячков К.Н.			29.12.2025				
ГИП		Дьяков И.В.			29.12.2025				

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



Открытые участки бетона и стальной трубы
покрыть МБР 65 (поз.7)

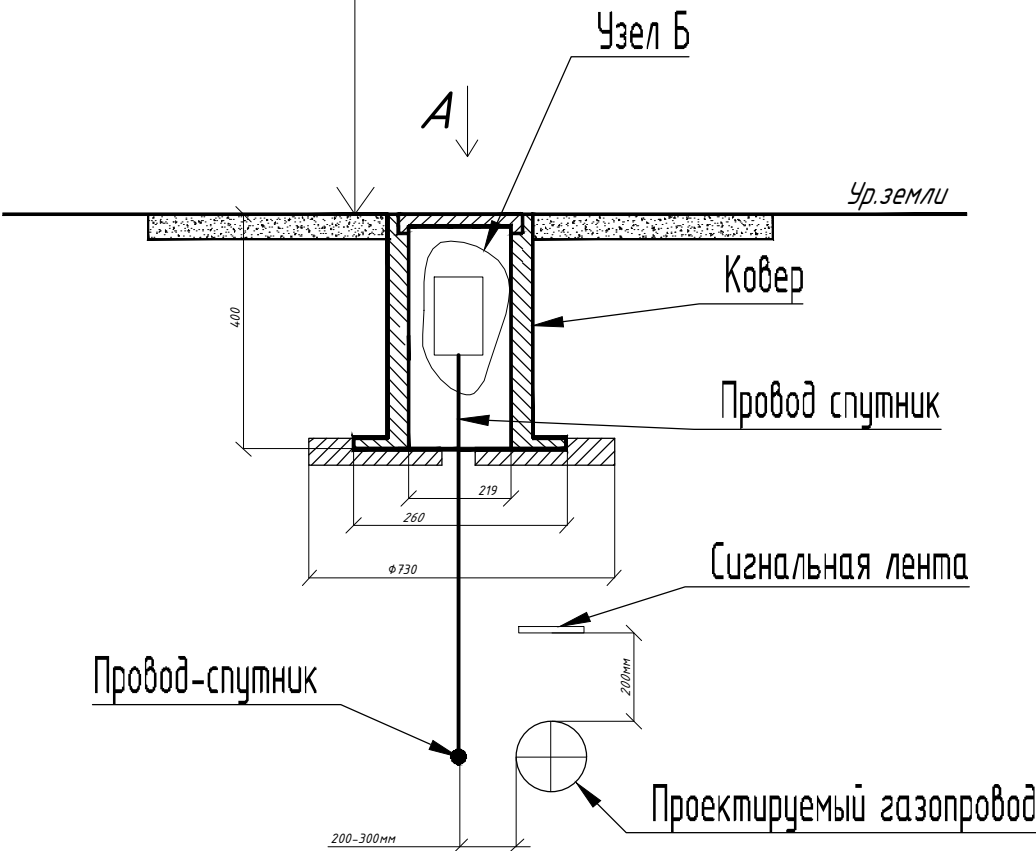
Спецификация					
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед, кг	Примечание
1	ГОСТ 10704-91/10705-80	Труба стальная электросварная прямошовная d=57х3,5 сталь 20 L=2100 мм	1	9,7	
2	ГОСТ 19903-2015	Лист Б-ПН 5х140х210	1	1,53	опознавательная табличка
3	ГОСТ 19903-2015	Лист Б-ПН 5х32х60	4	0,1	
4	ГОСТ 19903-2015	Лист Б-ПН 5х200х200	1	1,04	
5	ГОСТ 8736-2014	Песок строительный средней крупности	0,1	м³	
6	ГОСТ 26633-2015	Бетон класса В15; F150; W4	0,1	м³	
7	ГОСТ 15836-79	Битумно-резиновая мастика МБР 65	0,25/0,5	м²/кг	
8	ТУ 2313-002-92638584-2011	Грунт-эмаль " Унипол" СБЗ-111 марка Б	1/0,5	м²/кг	

1. Опознавательные знаки устанавливают или наносят строительные организации на постоянные ориентиры в период строительства сетей газораспределения. Опознавательные знаки представляют собой таблички размером 140х210 мм, которые содержат следующую информацию:
- расстояние до газопровода, угла поворота, врезки или сооружения на газопроводе, м;
 - сокращенное наименование сооружения, для которого устанавливается опознавательный знак;
 - категория газопровода по давлению (Г1-Г4);
 - материал газопровода (сталь, полиэтилен);
 - наружный диаметр газопровода, мм;
 - глубина залегания газопровода (отрицательное значение), м;
 - местоположение газопровода по отношению к плоскости знака, м;
 - телефонные номера АДС.
2. Фоновый цвет и надписи на опознавательных знаках должны быть в едином цветовом стиле:
- фоновый цвет опознавательного знака полиэтиленового газопровода – желтый, надписей и обозначений – черный;
 - фоновый цвет опознавательного знака стального газопровода – зеленый, надписей и обозначений – белый.
3. В верхнем левом углу опознавательного знака указывают категорию газопровода по давлению. Над горизонтальной стрелкой слева указывают условное обозначение сооружения на газопроводе (ГК, КИП, КТ и т.д.). В верхнем правом углу опознавательного знака указывают следующее:
- материал газопровода и его наружный диаметр (над чертой);
 - глубина залегания газопровода (под чертой).
- В средней части опознавательного знака указывают расстояние газопровода от стойки знака до оси газопровода по отношению к его плоскости. В средней части справа или слева от вертикальной стрелки указывают размер отклонения от перпендикуляра (в метрах).
- В нижней части опознавательного знака указывают номер телефона АДС организации, эксплуатирующей данный участок газопровода. Надписи верхней и средней частей опознавательного знака наносят шрифтом 25ПрЗ, а нижней – 20ПрЗ по ГОСТ 26.020.

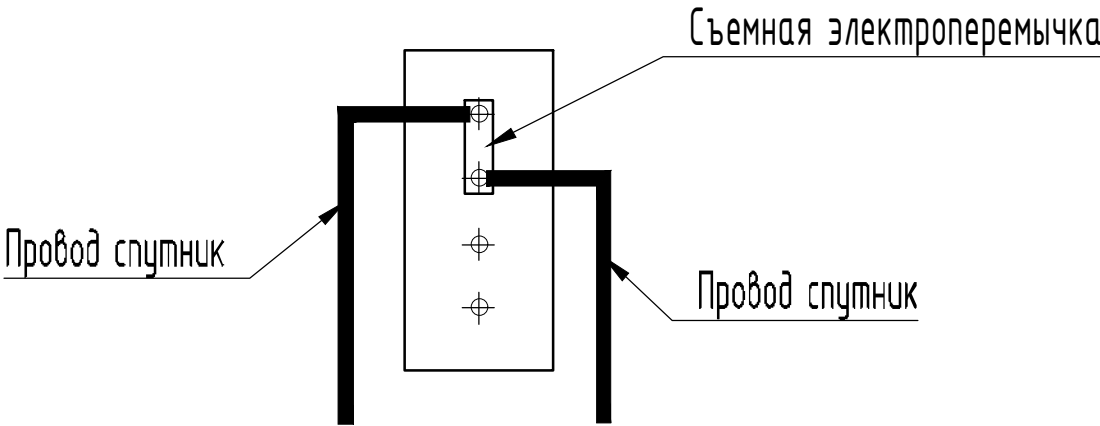
						90-2500226/25-ТКР			
						Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижегородского района Республики Крым			
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Дудинин И.А.		29.12.2025				П	27	
Проверил	Дьяков И.В.		29.12.2025						
Н. контр.	Дьячков К.Н.		29.12.2025			Стойка информационная.	 ООО "Нефтегазстрой" г. Щелково		
ГИП	Дьяков И.В.		29.12.2025						

Узел вывода провода-спутника под ковер КИП

Поверхность обработать битумом
БН 70/30 ГОСТ 6617-2021
Щебень по ГОСТ 8267-93 -0,10м
Песок по ГОСТ 8267-2014
Уплотненный грунт



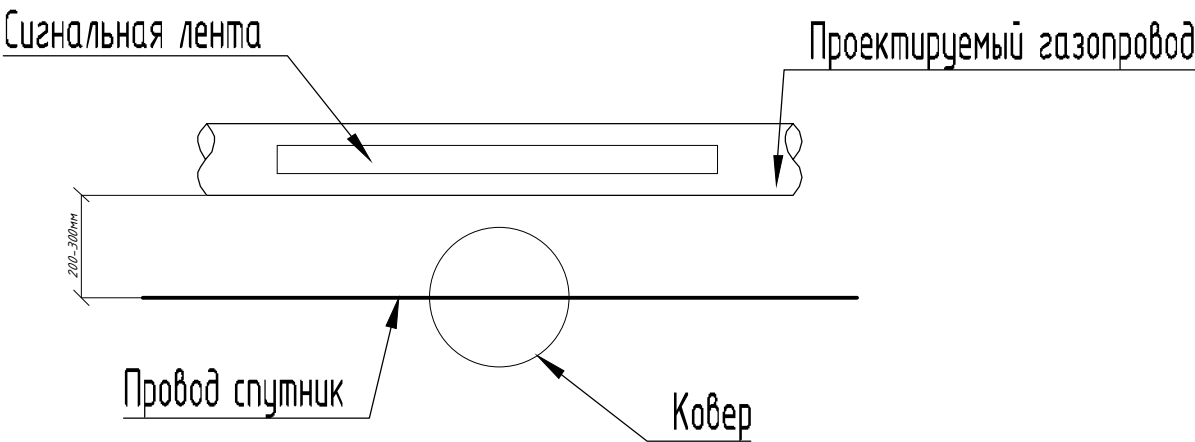
Узел Б



СПЕЦИФИКАЦИЯ

Позиция	Тип, марка оборудования, обозначение документа и номер опросного листа	Наименование и техническая характеристика	Единица измерения	Количество	Примечание
1	ТУ 27.12.31-070-73892839-2018	Пункт контрольно-измерительный под ковер стальной КИП.ПСС-08 (СКИП-Г)	шт.	1	
2		Опорная подушка для контрольно-измерительного пункта (П.СКИП) 730х130 (Дпрутка=6мм)	шт.	1	
3	ГОСТ 8736-2014	Песок средней крупности	м³	0,30	
4	ГОСТ ГОСТ 8267-93	Щебень, фр. 20-40	м³	0,30	
5	ГОСТ 6617-2021	Битумно-резиновая мастика МБР 65	м²	0,010	
6	ГОСТ 26633-2015	Бетон В15	м³	0,07	

Вид А



Примечание:
1. Согласно СП 42-101-2003 п.4.51. При отсутствии усовершенствованного дорожного покрытия вокруг колодцев и коверов предусматривают устройство отмостки шириной не менее 0,7м с уклоном 50% , исключающим проникновение вод в грунт близ колодца (ковера).

90-2500226/25-ТКР

						90-2500226/25-ТКР			
						Строительство сетей газоснабжения с. Уютное Нижнегорского района Республики Крым			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Дудинин И.А.			29.12.2025		П	28	
Проверил		Дьяков И.В.			29.12.2025				
Н. контр.		Дьячков К.Н.			29.12.2025	Вывод провода спутника под ковер		ООО "Нефтегазстрой" г. Щелково	
ГИП		Дьяков И.В.			29.12.2025				

ООО "Нефтегазстрой"
г. Щелково

Согласованно				
	Н.контр			

Разрешение		Обозначение						
[№]								
Изм.	Лист	Содержание изменения			Код	Примечание		
Изм. внёс							Лист	Листов
Составил							1	1
ГИП								
Утвердил								

Контур Кристо

Документ подписан квалифицированной
электронной подписью 07.02.2026

владелец

ООО "НЕФТЕГАЗСТРОЙ"
Кочубей Алексей Григорьевич

серийный номер
срок действия

3e5f0ec4f9f6cbaf91dd06a4d21152537efe8ca7
03.02.2026 - 03.05.2027