



Общество с ограниченной ответственностью
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
УХТИНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО
УНИВЕРСИТЕТА»

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 122 от 04.03.2019 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и нефтяной
отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

Газопровод «Точка 24 – Точка подключения на ГРС Головные»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Книга 1 «Решения по трубопроводам»

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1

Том 3.1

Заместитель Генерального директора –
Главный инженер

М.А. Желтушко

Главный инженер проекта

Е.П. Пинежанинова

2021

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

Содержание

Содержание	1
1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	3
1.1 Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта	4
1.2 Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта	5
1.3 Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта	7
2 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта	10
3 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	12
4 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта	15
5 Сведения о категории и классе линейного объекта	16
6 Сведения о проектной мощности линейного объекта	18
7 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта	19
7.1 Решения по газопроводу	19
7.2 Решения по устройству проездов через существующие и проектируемые трубопроводы	21
7.3 Решения по защите трубопровода от коррозии	23
7.3.1 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите объектов производственного назначения	24
7.4 Общие сведения	25
8 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
						Технологические и конструктивные решения линейного объекта.	Стадия	Лист	Листов
							П	1	44
						Искусственные сооружения. Решения по трубопроводам. Текстовая часть	ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

объекта	27
9 Перечень мероприятий по энергосбережению	29
10 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	30
11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта	31
12 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	35
13 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	36
14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность	38
15 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях	39
Библиография	41

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

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т

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

Настоящая проектная документация разработана на основании задания на проектирование объекта «Газопровод «Точка 24-Точка подключения на ГРС Головные», утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ – Коми» И.В. Шарповым.

В настоящем томе предусматривается техническое перевооружение промышленного трубопровода.

В соответствии с Заданием на проектирование и техническими требованиями Заказчика выделены следующие этапы строительства:

1). 1 этап. Технические перевооружение газопроводов. Включает в себя строительство газопроводов:

- «Точка подключения №1 газопровод «РГ от ПК29+76 до СПГ А-4, 8» Ø273x8»,
- «Точка подключения №2 газопровод «РГ от т. вр. До ПГ А-5» Ø219x7»,
- «Точка подключения №3 газопровод «РГ от т.вр. до УЗОУ на 50ГС» Ø219x6».
- Монтаж подземного конденсатосборника $V=10 \text{ м}^3$,

и подключение объектов газопотребления к действующим сетям газораспределения УГПЗ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

2). 2 этап. Демонтаж газопровода «ГРС-Головные-ДНС-В1» Ду250 2590 м.

В административном отношении район работ расположен РФ, Республика Коми, МО ГО «Усинск», Усинское нефтяное месторождение.

Ближайший населённый пункт – п. Мичаэль, расположенный в 3,3 км югу от территории строительства. Административный центр – г. Усинск находится в 14,6 км к юго-юго- востоку от района работ. Город Усинск – центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. В городе имеются: современный аэропорт с воздушным сообщением между городами Москва, Сыктывкар, Ухта, Нарьян-Мар и железнодорожная станция, принимающая грузопассажирские поезда по железнодорожной магистрали «Москва – Воркута», а также порт на р. Уса. Подъезд к участку проектирования осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск – Харьяга».

В геоморфологическом отношении район работ приурочен к аллювиальным и озерно-аллювиальным аккумулятивным равнинам. Рельеф поверхности плоский, территория частично заболочена.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т						Лист
															3
															3

В соответствии со СП 131.13330.2020, территория строительства по рекомендуемому климатическому разделению территории РФ для строительства находится в районе I, подрайон Д.

1.1 Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта

В тектоническом отношении район работ расположен в пределах Возейского вала Колвинского мегавала Печоро-Колвинского авлакогена.

В неотектоническом отношении объект расположен в пределах Хорейверского макроблока, Большеземельского блока, Печорской синеклизы Тимано-Печорской плиты.

В геолого-литологическом строении района проектирования принимает участие комплекс верхнечетвертичных озерно-аллювиальных (IaQIII) отложений, перекрытый с поверхности почвенно-растительным слоем (QIV). Техногенные грунты (tQIV) залегают на участках пересечения проектируемых трасс с автомобильными дорогами, а также на площадках.

Инженерно-геологический разрез на участке изучен до глубины 15,0 м. Грунтовая толща представлена:

- почвенно-растительный слой. Распространен с поверхности до интервала глубин 0.2-0.2 м на абсолютных отметках от 81.83-96.80 до 81.63-96.60 м. Мощность составила 0.2 м;

- насыпной слой: песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения (ИГЭ 70). Распространен с поверхности до интервала глубин 0.8-1.5 м на абсолютных отметках от 96.75-102.78 до 95.25-101.98 м. Максимальная мощность составила 1.5 м, минимальная 0.8 м;

- песок мелкий средней плотности водонасыщенный (ИГЭ 446). Распространен в интервалах глубин от 0.2-1.5 до 2.2-3.0 м на абсолютных отметках от 95.25-101.98 до 93.75-100.58 м. Максимальная мощность составила 2.3 м, минимальная 1.4 м;

- суглинок текучий (ИГЭ 206). Распространен в интервалах глубин от 0.2-3.0 до 6.2-7.0 м на абсолютных отметках от 81.63-93.75 до 75.63-89.75 м. Максимальная мощность составила 6.6 м, минимальная 4.0 м;

- супесь текучая (ИГЭ 306). Распространен в интервалах глубин от 2.2-7.0 до 15.0-15.0 м на абсолютных отметках от 75.63-100.58 до 66.83-87.78 м. Максимальная мощность составила 12.8 м, минимальная 8.0 м.

Геолого-литологические разновидности грунтов различны по мощности, залегание слоев преимущественно горизонтальное.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т						Лист
						4

1.2 Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта

Характеристика гидрологического режима для района работ приведена по данным реки Колва.

Гидрографическая сеть представлена небольшими местными речками, впадающими в транзитные водотоки, остаточными озерами, преимущественно ледникового происхождения, редкими термокарстовыми озерами и болотами плоско- и крупнобугристого типов, с длительномерзлой торфяной залежью и сильно обводненными небольшими болотами типа сточных понижений. Последние приурочены к узким, длинным ложбинам стока на пологих склонах увалов и межувальным понижениям. Средняя заболоченность территории 4%. Большая часть рек берет начало из болот. Густота речной сети 0,56 км/км², долины рек широкие, неглубоко врезанные, русла рек местами порожистые, что объясняется большим скоплением валунов в руслах рек, протекающих в пределах сильно завалуненных моренных суглинков.

По характеру водного режима водотоки данной территории относятся к водотокам восточно-европейского типа. Водный режим территории характеризуется высоким весенним половодьем и низкой зимней меженью. В летне-осенний период нередко проходят дождевые паводки, особенно частые осенью, благодаря чему водность рек в этот период значительно больше, чем в зимний период.

Питание водотоков на территории строительства смешанное с преобладанием снегового, которое формирует основной объём годового стока воды, который составляет 50-80%, а в отдельные годы достигает 88-90%. Дождевые воды имеют подчиненное значение (15-30%). Доля подземных вод в питании рек на большей территории не превышает 15-25%, а в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов – 10% и менее.

Весеннее половодье начинается обычно 20-30 мая, но в годы с ранней или сильно запаздывающей весной сроки наступления половодья сдвигаются, соответственно, на 20-30 дней. В период половодья наблюдаются максимальные расходы воды, и проходит около 60-70% годового стока (до 70-80 % в годы с многоводной весной). Наибольшая часть суммарного стока за весну приходится на талые снеговые воды (60-80%), доля дождевого стока обычно составляет 10-30 %, а грунтового 5-10 % общего объема стока за половодье. Формирование высоких половодий в основном определяется величиной снеготаяния и дружностью снеготаяния. Продолжительность половодья 1,5-2 месяца. Гидрограф половодья однопиковый, при возвратах холодов в период снеготаяния в большей или меньшей мере расчленен.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								5
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Весеннее половодье сменяется летне-осенней меженью. Ее устойчивость и водность зависят от количества осадков и времени их выпадения. Наиболее глубокой межень обычно бывает в августе. Относительная величина стока в период летне-осенней межени составляет 5-8% годового объема.

Дождевые паводки летом обычно одиночные, осенью проходят сериями. Вызываемые ими подъемы уровня воды значительно ниже весенних уровней. Продолжительность отдельных паводков 1-2 недели, серий паводков – до 3-6 недель и более.

Зимняя межень начинается в конце октября – ноябре, продолжается 4,5 - 6 месяцев. Сток воды уменьшается к концу зимы по мере истощения запасов подземных вод, минимальным бывает, обычно, в марте. Наинизшие уровни воды, однако, чаще наблюдаются в самом начале периода до установления ледяного покрова. При ледоставе уровни повышаются за счет подпорных явлений.

Многолетняя амплитуда колебания уровня воды изменяется на ручьях – 0,5-1,2 м, от 1,15 м до 3,80 м на малых реках, на р. Колве - от 5,73 м до 10,47 м.

Реки территории строительства характеризуются устойчивым ледоставом. Для осеннего ледового режима рек характерно образование сала, шуги, заберегов. Почти на всех реках наблюдается ледоход. Средние сроки начала осеннего ледохода 15-20 октября.

Средние сроки установления ледяного покрова на плесах преобладающей части территории приходятся на вторую половину октября – начало ноября. Средняя продолжительность ледостава на реках территории колеблется от 200 до 230 дней.

Малые реки, со слабо выраженными долинами, где не происходит накопления снега, оказывающего отепляющее значение, обычно перемерзают.

Вскрытие рек территории строительства происходит в период с 10 по 15 мая. Средняя дата начала весеннего ледохода – 20-25 мая. Весенний ледоход проходит интенсивно при высоких уровнях воды и может сопровождаться заторами льда. Продолжительность весеннего ледохода колеблется от 3-5 дней до 8-12. Наименьшей длительностью ледохода (1 -2 дня) отличаются малые реки.

Минерализация вод бассейна реки Колва в период открытого русла не превышает 160 мг/дм³, в среднем составляет около 70 мг/дм³. Слабая минерализация обусловлена питанием рек поверхностным стоком дождевых и талых вод, а также водами торфяников и болот.

В зимний период она возрастает, возможно, под влиянием подмерзлотных вод. В химическом составе воды основная доля принадлежит гидрокарбонатно-кальциевым ионам, среди катионов доминируют ионы кальция.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							6

1.3 Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта

Район проектирования удален от Атлантического океана и характеризуется умеренно-континентальным климатом с коротким и прохладным летом и длительной, холодной зимой с устойчивым снежным покровом. Циркуляция воздушных потоков – основной фактор, определяющий температуры наружного воздуха, циклоны приводят к облачной погоде, выпадению осадков, потеплениям зимой и похолоданиям летом.

Зимний период в районе строительства начинается с середины октября и продолжается около семи месяцев. Для зимы характерны частые метели и ветры южного и юго-западного направления. Каждую зиму случаются дни с оттепелями, количество и продолжительность их уменьшаются к концу зимы, в связи с ослаблением действия Атлантики. В предвесеннее время число дней с оттепелями снова увеличивается за счет радиационных факторов.

Начало весны, характеризуемое переходом через 0°C, приходится на середину мая. При прорывах масс холодного воздуха с севера возможны возвраты морозной погоды. В наиболее холодные дни весны температура понижается до минус 13-16°C. Продолжительность весны 40 дней.

Лето (период с температурой воздуха выше плюс 10°C) наступает в первой декаде июня и длится не более 2 месяцев. В любом из летних месяцев возможны заморозки при вторжении арктических масс. В летний период преобладают ветры северного и северо-западного направления.

Осень наступает в середине августа. К концу сентября суточные температуры воздуха становятся ниже плюс 5°C. Во второй половине сентября уже возможны морозы до минус 2-минус 4°C. В октябре отдельные прорывы арктического воздуха сопровождаются понижениями температуры до минус 10-15°C. Продолжительность осени составляет 40 дней. Для осени характерна облачная погода с осадками и сильными ветрами.

В соответствии со СП 131.13330.2020, территория строительства по рекомендуемому климатическому разделению территории РФ для строительства находится в районе I, подрайон Д.

Согласно СП 20.13330.2016 по нормативному ветровому давлению территория относится к III району (0,38 кПа), по снеговым нагрузкам – к V, нормативный вес снегового покрова для района – 2,5 кПа. Район гололедности третий. Нормативная толщина стенки гололеда 10 мм.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист
7

Климатическая характеристика принята по ближайшей метеорологической станции Усть-Уса (26 км юго-западнее реконструируемого объекта).

Основные климатические характеристики приведены в таблицах 1 и 2.

Среднегодовая температура воздуха минус 0,7°С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января минус 18,8°С, а самого жаркого июля плюс 14,9°С. Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь минус 53°С, абсолютный максимум - на июль плюс 34°С. Температура наиболее холодных суток, обеспеченностью 0.98%, составляет минус 47°С, обеспеченностью 0.92% составляет минус 45°С. Температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0.98% - минус 44°С, обеспеченностью 0.92% - минус 41°С. Температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0.98% - минус 44°С, обеспеченностью 0.92% - минус 41°С.

Таблица 1 – Климатические характеристики холодного периода года

Климатическая характеристика	Усть-Уса
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеч. 0,98	-47
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеч. 0,92	-45
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеч. 0,98	-44
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеч. 0,92	-41
Температура воздуха обеспеченностью 0,94	-27
Абсолютная минимальная температура воздуха	-53
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца	8,3
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, периода со средней суточной температурой воздуха < или = 0 град	211 -11,4
То же, < или = 8 град.	277 -7,7
То же, < или = 10 град.	297 -6,5
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	83
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее холодного месяца, %	83
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль	Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	4,5
Средняя скорость ветра, м/с, за период со среднесуточной температурой воздуха < или = 8 град	3,9

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

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

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист
8

Таблица 2 – Климатические характеристики теплого периода года

Климатическая характеристика	Усть-Уса
Барометрическое давление, гПа	1003
Температура воздуха, обеспеченностью 0,95	18
Температура воздуха, обеспеченностью 0,98	23
Средняя макс. температура воздуха наиболее теплого месяца	20,5
Абсолютная максимальная температура воздуха	34
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца	10
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	72
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. Наиболее теплого месяца, %	59
Суточный максимум осадков, мм	64
Преобладающее направление ветра за июнь-август	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	4,3

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								9
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

Из современных физико-геологических процессов на территории района проектирования, характеризующегося избыточным увлажнением и слабым испарением, свойственно развитие процессов подтопления территории, также отмечается процесс морозного пучения грунтов, связанный с сезонным промерзанием.

Сезонное промерзание грунтов

Сезонное промерзание пород в районе работ развито повсеместно. Нормативная глубина сезонного промерзания грунта определена, согласно рекомендациям СП 22.13330.2016 п.5.5.3 и СП 25.13330.2012, по метеорологической станции Усть-Уса: для песков мелких и супесей – 2,45 м, для суглинков – 2,02 м.

Морозное пучение

Дисперсные грунты, залегающие в слое сезонного оттаивания и промерзания, обладают свойствами морозного пучения, относящиеся к неблагоприятным инженерно-геологическим процессам

Сезонное пучение грунтов представляет собой опасность для сооружений. Основными методами защиты от пучения грунтов является сохранение снежного и растительного покровов, дренаж территории и строительство на искусственных насыпях, сложенными хорошо фильтрующим материалом. Вопросы борьбы с подобными явлениями должны быть одними из важнейших при строительстве.

Разновидности грунтов по степени морозной пучинистости в соответствии с табл. Б.24 ГОСТ 25100-2020 представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Разновидности грунтов по степени морозной пучинистости

№ ИГЭ	Степень пучинистости ξ_{fh} , %, по лабораторным данным	Разновидность грунтов
70	1,2	слабопучинистый
446	4,1	среднепучинистый
206	8,2	сильнопучинистый
306	7,6	сильнопучинистый

Сезонное промерзание и сопровождающие его физическое и химическое выветривание способствуют систематическому изменению характера сложения грунтов – их разуплотнению.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т					10
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

Подтопление

Развитие процесса подтопления в пределах территории строительства вызовет переувлажнение грунтов, а вместе с ним изменение прочностных и деформационных свойств грунтов, и как следствие, деформации фундаментов и наземных конструкций зданий и сооружений. К негативным последствиям подтопления также относится изменение химического состава, агрессивности и коррозионной активности грунтов и подземных вод, а также возникновение и активизация других опасных геологических процессов.

Причиной возникновения процесса подтопления могут стать техногенные утечки из водонесущих коммуникаций, недостаточная организация поверхностного стока на застроенных территориях, барражный эффект при строительстве заглубленных подземных сооружений, устройством стен в грунте и свайных полей, конденсация влаги под основаниями зданий, элеваторами и другими сооружениями.

Район строительства вероятнее всего подвержен таким процессам как подтопление, морозное пучение.

Согласно СП 11-105-97, часть II приложение И критерии типизации территорий по подтопляемости – I-A-1 постоянно подтопленные $N_{кр}/N_{ср} \geq 1$.

Сейсмические условия территории

Среди эндогенных геодинамических процессов наибольшее значение имеют неотектоника, современные движения земной поверхности, естественная и вызванная сейсмоактивность, воздействие нефтедобычи на перераспределение гидростатических напоров и миграции флюидов по разрезу.

Согласно СП 14.13330.2018 (карты ОСР-2015-С 1 %, ОСР-2015-В 5 % и ОСР-2015-А 10 % вероятности возможного превышения в течение 50 лет) интенсивность сейсмических воздействий района с учетом грунтовых условий составляет 5 баллов.

По степени опасности природных процессов объект можно отнести к следующим категориям в соответствии с СП 115.13330.2016 (Табл.5.1):

- по землетрясениям – умеренно опасные;
- по пучению – умеренно опасные;
- по подтоплению – умеренно опасные.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								11
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т		

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

Разделение грунтов на инженерно-геологические элементы выполнено с учетом их возраста, происхождения и номенклатурного вида.

В результате анализа пространственной изменчивости частных значений показателей физико-механических свойств грунтов в разрезе выделены следующие инженерно-геологические элементы (ИГЭ):

- ИГЭ-70 - насыпной слой: песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения;
- ИГЭ-446 - песок мелкий средней плотности водонасыщенный;
- ИГЭ-206 - суглинок текучий;
- ИГЭ-306 - супесь текучая.

Почвенно-растительный слой из-за малой мощности в отдельный ИГЭ не выделен, но представлен на инженерно-геологических разрезах.

Нормативные и расчетные значения характеристик физико-механических свойств выделенных ИГЭ определены по результатам статистической обработки лабораторных испытаний, а также согласно СП 22.13330.2016, представлены в таблицах 4, 5.

Таблица 4 – Нормативные значения физико-механических свойств грунтов

Показатель по ГОСТ 25100-2020		ИГЭ			
		70	446	206	306
Гранулометрический состав, %	2-1	3.25	2.29	-	-
	1-0,5	3.47	6.28	-	-
	0,5-0,25	23.72	24.10	-	-
	0,25-0,1	61.25	51.56	-	-
	0,1-0,05	8.32	16.00	-	-
Естественная влажность, W_e , %		16.1	23.9	30.6	27.1
Предел текучести, W_L , %		-	-	26.7	21.6
Предел раскатывания, W_p , %		-	-	16.5	18.3
Число пластичности, J_p , %		-	-	10.2	3.3
Консистенция, J_L , д.ед.		-	-	1.39	2.69
Коэффициент пористости, e , д.ед.		0.665	0.714	0.988	0.793
Степень водонасыщения, S , д.ед.		0.642	0.889	0.832	0.914
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³		2.65	2.66	2.68	2.67

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

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

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист
12

Продолжение таблицы 4

Показатель по ГОСТ 25100-2020		ИГЭ			
		70	446	206	306
Плотность грунта, ρ , г/см ³		1.85	1.92	1.76	1.90
Плотность скелета, ρ_d , г/см ³		1.59	1.55	1.35	1.49
Угол откоса, град	сухого грунта	29	32	-	-
	под водой	26	30	-	-
Коэффициент фильтрации, м/сут		3.40	3.93	-	-
Степень пучинистости, ϵ_{fh} , %		1.2	4.1	8.2	7.6
Органика, %		-	-	2.57	1.8
Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом×м		226	205	27	50
По лабораторным данным					
Сцепление, C_n , кПа		-	-	11	9
Угол внутреннего трения, φ_n , градус		-	-	8	17
Модуль общей деформации, E , МПа		-	-	3.6	4.3
По нормативным данным					
Сцепление, C_n , кПа		3	2	-	-
Угол внутреннего трения, φ_n , градус		32	29	-	-
Модуль общей деформации, E , МПа		20	22	-	-
По полевым данным (статическое зондирование)					
Сцепление, C_n , кПа		-	-	16	11
Угол внутреннего трения, φ_n , градус		34	33	18	20
Модуль общей деформации, E , МПа		25.2	23.8	6.2	8.5

Таблица 5 – Рекомендуемые характеристики механических свойств грунтов

Номер ИГЭ	Литологическое описание грунтов	Плотность			Сцепление			Угол внутреннего трения φ , град			Модуль деформации
		ρ , г/см ³			C , кПа						E , МПа
		ρ_n	ρ_{II}	ρ_I	C_n	C_{II}	C_I	φ_n	φ_{II}	φ_I	
70	Насыпной слой: песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения	1.85	1.84	1.83	3	3	2	34	31	29	25.2
446	Песок мелкий средней плотности водонасыщенный	1.92	1.91	1.91	2	2	1	33	32	32	23.8
206	Суглинок текучий	1.76	1.75	1.75	11	11	10	8	8	8	3.6
306	Супесь текучая	1.90	1.89	1.88	9	9	9	17	16	15	4.3

Примечание: рекомендуемые характеристики приведены по наихудшему значению при сопоставлении полученных данных по результатам лабораторных и полевых данных.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист
13

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали по лабораторным данным для суглинков – высокая, для песков – низкая, для супесей – средняя, согласно ГОСТ 9.602-2016.

Степень агрессивного воздействия грунта на бетоны марок по водонепроницаемости W4-W20 – неагрессивная, на стальную арматуру железобетонных конструкций для бетонов марок по водонепроницаемости W4-W6 – неагрессивная (СП 28.13330.2017 табл. В.1, В.2). Коррозионная агрессивность грунтов к свинцовой оболочке кабеля – высокая, к алюминиевой – высокая, согласно РД 34.20.508 табл. П11.1, П11.3. На металлические конструкции агрессивность выше уровня грунтовых вод – слабоагрессивная (УЭС 24-233 Ом×м) (Табл.Х.5 СП 28.13330.2017).

Согласно геокриологическому районированию, территория работ расположена в зоне островного распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ), но грунты территории строительства талые, сезоннопромерзающие.

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв №		Лист	
						14
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т						Лист

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

Согласно схемам гидрогеологического районирования, грунтовые воды относятся к Большеземельскому бассейну второго порядка Печорского артезианского бассейна Печорской системы артезианских бассейнов.

Для оценки гидрогеологических условий строительства большое значение имеют особенности подземных вод приповерхностной части разреза, в частности первых от поверхности водоносных горизонтов, находящихся в зоне взаимодействия с проектируемыми сооружениями.

Гидрогеологические условия территории строительства на июнь 2021 г. характеризуются наличием грунтовых вод. Данный водоносный горизонт поровый, безнапорный.

Уровень появления подземных вод зафиксирован на глубинах от 0,3 до 1,5 м на абсолютных отметках 81,53-101,78 м. Уровень установления подземных вод зафиксирован на глубинах от 0,3 до 1,2 м на абсолютных отметках 81,53-101,98 м. Воды приурочены к верхнечетвертичным озерно-аллювиальным отложениям. Водовмещающими породами преимущественно являются пески, суглинки и супеси текучие.

Коэффициент фильтрации для песков определен по лабораторным данным:

- ИГЭ-70 $K_f=3,40$ м/сут – сильноводопроницаемые;
- ИГЭ-447 $K_f=3,93$ м/сут – сильноводопроницаемые.

Значения коэффициентов фильтрации (Солодухин М.А., Архангельский И.В. «Справочник техника-геолога по инженерно-геологическим и гидрогеологическим работам», М., Недра, 1982):

- суглинки 0,005-0,10 м/сут – слабоводопроницаемые;
- супеси 0,10-0,70 м/сут – от слабоводопроницаемых до водопроницаемых.

Характеристика грунтов по водопроницаемости в зависимости от коэффициента фильтрации приведена в соответствии с ГОСТ 25100-2020 табл. В.4.

Питание подземных вод происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков, талых вод, разгрузка происходит в ближайшие водотоки и нижележащие водоносные горизонты.

Режим подземных вод может меняться в зависимости от времени года и количества выпавших атмосферных осадков. Поэтому в период таяния снега и сезонно-мерзлого слоя, а также в период летних ливневых дождей, уровень подземных вод может повышаться на 0,5-1,0 м.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т		Лист
											15

5 Сведения о категории и классе линейного объекта

Согласно СП 62.13330.2011 проектируемые газопроводы Ду200, Ду250 по давлению относятся к 1 категории.

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Рабочее давление, МПа
Точка подключения №1 газопровод «РГ от ПК29+76 до СПГ А-4, 8»	Г	273x8	196,0	1,2
Точка подключения №2 газопровод «РГ от т. вр. До ПГ А-5»	Г	219x7	56,0	1,2
Точка подключения №3 газопровод «РГ от т.вр. до УЗОУ на 50ГС»	Г	219x6	77,0	1,2
Примечание: Г – газопровод				

Объем контроля сварных соединений для всех участков трубопроводов составляет 100% радиографическим методом согласно ТЗ на проектирование.

Проектируемые газопроводы после завершения технического перевооружения необходимо испытать на герметичность и прочность проведением комплексного испытания (совместное испытание на прочность и герметичность) воздухом согласно требованиям СП 62.13330.2011 и СП 42-101-2003. Для проведения испытания на герметичность и прочность следует фиксировать падение давления в газопроводе манометрами классов точности 0,4 и 0,15, а также жидкостными манометрами. При применении манометров без указания класса точности их погрешность не должна превышать порог измерения.

На первом этапе необходимо провести пневматические испытания на прочность следующих участков проектируемых трубопроводов:

- участки, прокладываемые в защитном футляре, на переходах через естественные и искусственные препятствия после сварки перехода до его укладки в проектное положение давлением $P_{исп}=1,5$ Мпа продолжительностью не менее 1 часа;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
			Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- узлы запорной линейной арматуры, а также узлы подключения к трубопроводам до укладки в проектное положение давлением $R_{исп}=1,5$ МПа продолжительностью не менее 1 часа.

Вторым этапом необходимо произвести провести испытания на прочность проектируемых трубопроводов на всем протяжении трасс после их монтажа в траншее и присыпки выше верхней образующей трубы не менее чем на 0,2 м или после полной засыпки траншеи давлением $R_{исп}=1,5$ МПа в течение времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта, но не менее 24 ч.

Испытания газопроводов на герметичность необходимо произвести подачей в газопровод сжатого воздуха и созданием в газопроводе испытательного давления, равного 1,5 МПа. Выдержка проектируемых трубопроводов под испытательным давлением составляет 24ч.

По завершении испытаний газопровода давление необходимо снизить до атмосферного, установить контрольно-измерительные приборы и выдержать газопровод в течение 10 мин. под рабочим давлением.

Результаты испытания на герметичность считаются положительными, если в течение испытания падение давление в газопроводе фиксируется в пределах одного деления шкалы по манометрам классов точности 0,15 и 0,4, а также жидкостным манометрам.

Инд. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №						
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т					Лист
						17						

6 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Проектируемые участки промыслового газопровода предназначены для транспортировки газа до ГРС Головные.

Технологическая схема реконструкции участков газопровода «Точка 24-Точка подключения на ГРС Головные» представлена на чертеже Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г1.

Проектные мощности проектируемых трубопроводов определены в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Проектные мощности проектируемых трубопроводов

Наименование	Назначение	Проектные мощности			
		Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча нефти, т/сут	Закачка воды, м ³ /сут	Добыча газа, м ³ /сут.
Газопровод «Точка 24-Точка подключения на ГРС Головные»	Г	-	-	-	336000

Максимальное рабочее давление газопровода «Точка 24-Точка подключения на ГРС Головные» - 1,2 МПа.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г						Лист					
																				18

7 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

7.1 Решения по газопроводу

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемых участков газопровода с минимальной глубиной заложения 0,8 м от поверхности земли до верхней образующей трубы.

Для строительства прямолинейных участков проектируемых участков газопровода принята труба стальная сварная прямошовная, классом прочности K52, с временным сопротивлением разрыву 510 Н/мм², пределом текучести 353 Н/мм², относительным удлинением 20% с наружным заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Ударная вязкость металла стальных труб и соединительных деталей толщиной стенки 5 мм и более должна быть не ниже 30 Дж/см² согласно СП 62.13330.2011.

Устройство углов поворота трассы проектируемого газопровода-перемычки в вертикальной и горизонтальной плоскостях организовано при помощи:

- отводов гнутых с радиусомгиба 5Du (углы от 3 до 90 градусов, шаг 1 градус, прямые участки не менее 650 мм);
- отводов крутоизогнутых с радиусомгиба 1,5Du (углы 45, 60, 90 градусов);
- отводов гнутых с радиусомгиба 15Du, выполненные на трубогибочном оборудовании поперечной гибкой труб в холодном состоянии (углы от 1 до 3 градусов, шаг 1 градус);
- без использования фасонных частей с минимальным радиусом упругого изгиба 1000Du.

Для фитингов в качестве наружного принято трехслойное антикоррозионное покрытие на основе экструдированного полиэтилена.

Для изоляции наружной поверхности сварных стыков трубопровода предусмотрено применение термоусаживающихся манжет.

Настоящим проектом предусмотрено пересечение проектируемым газопроводом «Точка подключения №1 газопровод «РГ от ПК29+76 до СПГ А-4,8»» существующей внутрипромышленной грунтовой дороги «ДНС-К-А11». Пересечение выполнено открытым способом подземно в защитном кожухе из труб стальных электросварных прямошовных. Антикоррозионное покрытие защитных кожухов предусмотрено выполнить в трассовых условиях праймером, лентой полиэтиленовой изоляционной в 2 слоя, оберткой полиэтиленовой

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

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист

19

для защиты изоляции в 1 слой. Толщина стенки защитного кожуха принята 10 мм. При пересечении автомобильной дороги принято заглубление проектируемого трубопровода не менее 1,0 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, концы защитных кожухов, устанавливаемых на участках переходов проектируемых трубопроводов через автомобильные дороги, выводятся на 2 метра от подошвы насыпи земляного полотна.

На одном из концов футляра в верхней точке уклона предусмотрена установка контрольной трубки высотой от уровня земли не менее 1 м. Для устройства контрольной трубки используется стальная труба диаметром 57x4 мм.

Для прокладки проектируемого газопровода внутри защитного кожуха при пересечении с автодорогой предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых. Для герметизации межтрубного пространства на концах кожуха предусмотрено применение манжет защитных герметизирующих МЗПТ в комплекте со стяжными хомутами и метизами. Для защиты герметизирующих манжет от механических повреждений предусмотрено применение укрытий защитных УЗМГ. Чертеж защитного кожуха представлен на чертеже Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г6

По трассам проектируемых газопроводов проектом предусмотрены узлы подключения к существующим трубопроводам и ранее запроектированному трубопроводу («Обустройство Усинского нефтяного месторождения. 5я очередь строительства», положительное заключение Государственной экспертизы №420-16/СПЭ-3870-2), на узлах предусмотрена установка кранов шаровых в комплекте с ответными фланцами и крепежом, давлением 1,6 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см² и неразъемные изолирующие муфтовые соединения. Подключения к существующим трубопроводам предусмотрено выполнить при помощи равнопроходных тройников.

Запорную арматуру предусмотрено монтировать на опоры согласно черт. Г-02-НИПИ/2021-ТКР1-Г7. Строительную конструкцию под опору см. в разделе Г-02-НИПИ/2021-ТКР3.

По трассе газопровода «Точка 24 - Точка подключения на ГРС Головные» предусмотрено установить:

– конденсатосборник с расширительной камерой для сбора и последующего удаления из газопровода конденсата в дренажную емкость V=16м согласно черт. Г-02-НИПИ/2021-ТКР1-Г5. На узле конденсатосборника предусмотрена установка задвижек клиновых фланцевых с выдвигаемым шпинделем в комплекте с ответными фланцами и крепежом, давлением 1,6 МПа. Для конденсатосборника проектом принята труба стальная сварная прямошовная с наружным заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

						Лист
						20

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т

полиэтилена. Для фитингов в качестве наружного принято трехслойное антикоррозионное покрытие на основе экструдированного полиэтилена. Дренажные линии конденсатосборника установлены надземно с уклоном 0,005, оборудованы задвижками клиновыми фланцевыми с ручным управлением Ду80 мм. Для исключения замерзания на дренажных трубопроводах предусмотрено устройство теплоизоляционного покрытия полуцилиндрами теплоизоляционными съемными из минеральной ваты толщиной 80 мм для трубопроводов Ду80 с наружным покрытием из оцинкованной тонколистовой стали. Для выпуска ГВС из дренажной емкости предусмотрена установка воздушника Ду80. Емкость для сбора конденсата покрывается антикоррозионной изоляцией усиленного типа, укомплектована клапаном дыхательным механическим со встроенным огнепреградителем и комплектом обратных фланцев. Откачка стоков из емкости предусмотрена автомашинами, оборудованными насосами, для подключения на дренажных линиях предусмотрена установка соединения труб быстроразъемного в комплекте с заглушкой.

Подземные участки проектируемых трубопроводов без заводского изоляционного покрытия в трассовых условиях предусмотрено покрыть праймером, лентой полиэтиленовой изоляционной в 2 слоя, оберткой полиэтиленовой для защиты изоляции в 1 слой.

Надземные участки трубопроводов (в т.ч. фитинги) необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².

На углах поворотов трасс, на пересечении с автомобильными дорогами, в начале и в конце защитного кожуха необходимо установить опознавательные знаки заводского изготовления. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу на расстоянии не более 4 м от его оси.

7.2 Решения по устройству переездов через существующие и проектируемые трубопроводы

Для обеспечения движения специальной техники, используемой при выполнении строительных работ по укладке проектируемого газопровода "РГ от т.вр. до ПГ А-5" Ду200 в районе точки подключения №2 через существующие коммуникации проектом предусмотрено устройство временного переезда.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								21
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Местоположение проектируемого временного переезда с существующей автодороги, а также его конструкция представлены на чертеже в графической части проекта Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г15

Для обеспечения движения техники через проектируемые газопроводы, при выполнении эксплуатационных и ремонтных работ на существующих линиях ВЛ-6кВ проектом предусмотрено устройство постоянных переездов:

- через проектируемый газопровод в районе точки подключения №1 «РГ от ПК29+76 до СПГ А-4.8» Ду250 на ПК0+23.85;

- через проектируемый газопровод в районе точки подключения №1 «РГ от ПК29+76 до СПГ А-4.8» Ду250 на ПК1+21.5;

- через проектируемый газопровод в районе точки подключения №3 «РГ от т.вр. до УЗОУ на 50ГС» Ду200 на ПК0+5.13.

Местоположение проектируемых постоянных переездов, а также их конструкция представлены на чертежах в графической части проекта Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г13-Г14, Г16

Переезды через существующие трубопроводы предусмотрены в виде насыпи из песчаного грунта с покрытием из железобетонных плит ПДН-АV по серии 3.503.1-91. Ширина земполотна - 6,3 м, ширина покрытия из плит 4.1 м. Откосы с заложением 1:1,75. Высота насыпи на переездах через существующие трубопроводы принята от верхней образующей трубопровода до верха покрытия переезда 1.4 м и более.

В целях обеспечения безопасности движения по дороге проектом предусмотрена установка направляющих устройств в виде сигнальных столбиков в соответствии с п.10.12 СП 34.13330.2012.

Сигнальные столбики устанавливаются по всей длине и на примыканиях переездов к существующим автодорогам. Сигнальные столбики марки С-1 пластиковые с размерами сечения 75x150мм длиной 1.9м предусмотрены по серии 3.503.1-89 “Ограждения на автомобильных дорогах”.

Установка дорожных знаков и технических средств осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 52290-2004 «Технические средства организации дорожного движения. Знаки дорожные. Общие технические требования» и ГОСТ Р 52289-2004 «Технические средства организации дорожного движения. Правила применения». Сигнальные столбики устанавливаются на обочине на расстоянии 0.35 м от бровки земляного полотна. Опоры дорожных знаков предусмотрены деревянные по серии 3.503.9-80 “Опоры дорожных знаков на автомобильных

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв №	Подп. и дата
							Индв. № подл.

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист

22

дорогах”. Расстановка сигнальных столбиков и знаков приведена на чертежах Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г13-Г16

7.3 Решения по защите трубопровода от коррозии

Согласно техническому отчету (Г-02-НИПИ/2021-ИГИ, приложение Т) в местах установки проектируемой емкости и конденсаторсборника коррозионная агрессивность грунтов к углеродистой и низколегированной стали преимущественно средняя и высокая.

На данных участках среднее значение удельного электрического сопротивления грунта составляет от 10,0 Омхм до 18 Омхм. Выявленное удельное электрическое сопротивление грунта ниже 50 Омхм, что в соответствии с таблицей 1 ГОСТ 9.602-2016 относят данные грунты к грунтам средней и высокой коррозионной агрессивности.

В соответствии с п 6.6 ГОСТ 9.602-2016 стальные подземные трубопроводы и ёмкости, расположенные в грунтах средней и высокой коррозионной агрессивности, подлежат защите средствами электрохимической защиты (установками катодной защиты, установками дренажной защиты, протекторными установками).

Для электрохимической защиты данных объектов проектной документацией предусматривается установка протекторной защиты.

Для трубопроводов, прокладываемых в грунтах с низкой коррозионной агрессивности, не предусматриваются дополнительные мероприятия по ЭХЗ.

По результатам исследований, опасное влияние блуждающих токов на площадке строительства не зафиксировано. Защита от влияния блуждающих токов – не требуется.

В соответствии с п. 4.3 ВСН 39-1.8-008-2002 и п. 8.1.13 ГОСТ 9.602-2016 для увеличения срока службы протекторной защиты и электрического разъединения надземных и подземных участков трубопроводов проектной документацией предусматривается уставного электроизолирующих вставок НЭМС.

Для контроля защитного потенциала на нефтепроводе предусматривается установка контрольно-измерительных пунктов (КИП). КИПы оборудуются стационарными двухкорпусными медно-сульфатными электродами сравнения длительного действия со встроенным вспомогательным электродом.

Для определения скорости и глубины коррозии подземных трубопроводов предусматривается применение индикатора коррозионных процессов серии ИКП.

Контрольно-измерительные пункты устанавливаются в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.</					

Подключение установок протекторной защиты (УПЗ) к газопроводу осуществляется кабелем марки ВВГнг(А) сечением 2х6 мм. кв. через контрольно-измерительные пункты со встроенным блоком совместной защиты типа БСЗ.

Присоединение всех кабельных выводов непосредственно к трубопроводам осуществляется конденсаторной сваркой с использованием клеммы ЭХЗ-КТС и установки контактной точечной сварки ЭХЗ-КТС. Изоляция мест присоединений кабеля к трубам осуществляется термоусаживаемыми лентами с наполнителем.

7.3.1 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите объектов производственного назначения

Проектной документацией предусматриваются мероприятия по выполнению системы защитного заземления, системы уравнивания потенциалов и снятия статического электричества.

Для обеспечения защиты персонала от поражения электрическим током в соответствии с п. 1.7.51 ПУЭ предусматриваются следующие меры защиты при прямом и косвенном прикосновении:

- основная изоляция токоведущих частей;
- заземление нормально нетоковедущих проводящих частей электрооборудования;
- автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов.

В качестве естественного заземляющего устройства используются проектируемые фундаменты сооружений, эстакад.

Проектной документацией предусматривается заземление надземных участков трубопроводов.

Неизолированные проводники системы уравнивания потенциалов в местах их присоединения к сторонним проводящим частям обозначаются жёлто-зелёными полосами, выполненными краской или клейкой двцветной лентой. Контактные соединения выполняются согласно требованиям ГОСТ 10434-82 и ПУЭ. Для предотвращения ослабления контакта в болтовых соединениях предусмотрено использование контргаек, пружинчатых шайб или тарельчатых пружин.

Сооружения, не оборудованные стержневыми молниеотводами, защищаются от ПУМ посредством строительных металлоконструкций, образующих крышу здания и конструкций, имеющих контакт с землей, которые выполняют функции молниеприемника и молниеотвода.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист 24

Молниезащита технологического оборудования при толщине металла корпуса 4 мм и более осуществляется присоединением к наружному заземляющему устройству согласно РД 34.21.122-87 п. 2.15.

Защита от прямых ударов молнии дыхательных клапанов ёмкостей и взрывоопасных зон над ними выполняется проектируемым молниеотводом высотой 19 м. Надежность защиты от ПУМ-0,9 согласно СО 153-34.21.122.

План заземления см. Г-02-НИПИ-2021-ТКР1.Г10. План молниезащиты см Г-02-НИПИ-2021-ТКР1.Г11.

7.4 Общие сведения

Вся запорная арматура, предусмотренная по трассам проектируемых трубопроводов принята с классом герметичности А по ГОСТ 9544-2015.

Расчетный срок службы проектируемых технологических и промышленных трубопроводов составляет не менее 20 лет.

Проектом предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода после строительства.

Для предотвращения термических деформаций, возможных при эксплуатации трубопроводов в силу климатических особенностей месторасположения, на трубопроводах предусмотрен монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов.

Для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, на трубопроводах предусмотрено применение равнопроходной арматуры.

Идентификационные признаки проектируемых зданий и сооружений

- назначение – объект нефтегазодобывающего комплекса;
- проектируемый объект является опасным производственным объектом, не относится к объектам транспортной инфраструктуры;
- возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории от ожидаемых воздействий объекта строительства на окружающую среду: нарушение почвенно-покровного слоя, загрязнение грунтов и грунтовых вод, загрязнение поверхностных водотоков, увеличение мощности СТС (при наличии ММП), нарушение естественного температурного режима и влажности грунтов, загрязнение атмосферы в результате выбросов загрязняющих веществ, активизация экзогенных геологических процессов – термокаст и термоэрозия (при наличии);
- класс опасности производственного объекта – IV (ФЗ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ);

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист
25

- объект взрывопожароопасный (ФЗ от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ);
- помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют;
- уровень ответственности сооружений – нормальный (ФЗ от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ).

Обязательным условием для применения технических устройств, оборудования, материалов и изделий, является наличие документов, подтверждающих их соответствие обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации в ст. 7 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в ст. 20, 23 Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», в том числе требованиям ст. 6 технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011).

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								26
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т								

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

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах определена в целом по строительству на основе физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин и транспортных средств с учетом принятых организационно-технологических схем строительства и приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах

Экскаватор	ЕТ-14; ковш 0,65 м ³	1
Бульдозер	Т-9.01Я	1
Автомобильный кран	КС-35714-2; гр. 17 т	1
Автомобильный кран	КС-6973А; гр. 50 т	1
Трубоукладчик	ТР12.22.01, на базе трактора Т10МБ.0121-5; 132 (180) кВт(л.с.)	3
Сваебойная установка	СП-49 на базе трактора Т-130БГ-1	1
Погрузчик фронтальный	ПК-30; 1,6 м ³	1
Кран-манипулятор автомобильный	КАМАЗ 65861-322-06	1
Агрегат сварочный	АДД-2х2502	2
Машина безогневой резки труб	СМ-307	1
Азотная передвижная компрессорная станция	ТГА-5/101 С90 на шасси КАМАЗ 43118-50	1
Передвижная парогенераторная установка	ППУ 1600/100 на шасси КАМАЗ 43118-50	1
Водоотливная установка	УВ-1 на базе трактора ВТК-90ТГ	1
Сигнализатор горючих газов и паров	СГГ-4М	1
Передвижная электростанция	АД40С-Т400-Р, номинальная мощность 40 кВт/50 кВА	1
Полуприцеп бортовой НЕФАЗ 93341	Седелный тягач КАМАЗ 53504; нагрузка на ССУ 12,2 т; 221 (300)кВт (л.с.)	1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист
27

Продолжение таблицы 7

Экскаватор	ЕТ-14; ковш 0,65 м ³	1
Автомобиль бортовой	КАМАЗ-43118	2
Автомобиль самосвал	КАМАЗ-65115	6
Тягач прицепа тяжеловоза	МЗКТ-7429; 346(470) кВт(л.с.)	1
Прицеп-тяжеловоз	ЧМЗАП-9990; г/п. 60 т	1
Дизельная компрессорная станция	ЗИФ-ПВ-6/0,7	1
Вибротрамбовки	ТСС ВТ-80Х; 4,0(5,5) кВт(л.с.)	2
Автоцистерна	ОТА-6,2 на шасси УРАЛ-5557	2
Авторемонтная мастерская	МТО-АТ-М1 на базе УРАЛ 4320-10	1
Лаборатория контроля качества трубопроводов	на базе УРАЛ 4320-40	1
Парогенератор мобильный	МНТ 700, 350 кг/час.	1
Вахтовая автомашина	ГАЗ-3308	1
Топливозаправщик	АТЗ-10; на базе УРАЛ 4320-1912-40	2
Компрессорная установка	СД-9-101М; шасси КАМАЗ-43118	1
Примечание – Наименование и количество основных строительных машин, механизмов и транспортных средств уточняется при разработке проектов производства работ в соответствии с номенклатурой имеющейся техники подрядной и субподрядных организаций.		

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
										28
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т

9 Перечень мероприятий по энергосбережению

Для предотвращения тепловых потерь и замерзания конденсата с расширительной камеры и конденсатосборника настоящим проектом предусмотрена тепловая изоляция проектируемых дренажных трубопроводов.

Для тепловой изоляции проектируемых дренажных трубопроводов предусмотрено применение полуцилиндров теплоизоляционных съемных из минеральной ваты толщиной 80 мм для трубопроводов Ду80.

В качестве покровного слоя предусмотрено использование тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,7 мм.

Теплоизоляция надземных участков проектируемых дренажных трубопроводов предусмотрена в трассовых условиях.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								29
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т		

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

Эксплуатация и техническое обслуживание проектируемых трубопроводов будут осуществляться персоналом, обслуживающим транспортную сеть существующего промысла. Дополнительного персонала для обслуживания трубопроводов не требуется.

Обслуживание проектируемых трубопроводов должно производиться в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в соответствии с технологическими регламентами, производственными инструкциями.

При эксплуатации трубопроводов должна быть обеспечена их работоспособность на проектном уровне путем своевременного проведения мероприятий планового технического обслуживания и ремонта согласно утвержденному регламенту работ.

На подразделение, обслуживающее трубопроводы, возлагаются следующие обязанности:

- периодический осмотр трубопроводов и их сооружений;
- техническое обслуживание и текущий ремонт трубопроводов, а также ликвидация отказов;
- контроль над состоянием переходов через искусственные и естественные препятствия;
- содержание трасс и охранной зоны трубопроводов в состоянии, соответствующим требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в соответствии с технологическими регламентами, производственными инструкциями;
- осуществление мероприятий по подготовке трубопроводов к работе в осенне-зимний период и к весеннему паводку;
- проведение в установленные графиком сроки учебно-тренировочных занятий с целью проверки готовности технического персонала к выполнению работ по ликвидации возможных аварий.

Работники, выполняющие техническое обслуживание и ремонт трубопроводов, обязаны знать трассы, технологические схемы сооружений, устройство и работу арматуры, находящейся на обслуживаемых трубопроводах.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв №	Подп. и дата	Инва. № подл.	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
										30

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

Порядок организации работ, регламентация обязанностей и ответственности административно-технического персонала по охране труда и технике безопасности на объектах систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды определяются следующими документами: приказом №534 от 15.12.2020 об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования» и СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»

Основным направлением работ по охране труда является планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание здоровых и безопасных условий труда и поддержание порядка на производстве.

Во всех службах, занимающихся эксплуатацией и ремонтом трубопроводов, руководство работой по охране труда и ответственность за состояние техники безопасности и производственной санитарии возлагаются на руководителей этих подразделений.

Начальники служб и подразделений в пределах вверенных им участков должны обеспечить выполнение организационных и технических мероприятий для создания безопасных условий труда, проводить инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы, а также контролировать выполнение правил и инструкций по технике безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности, обеспечение рабочих по профессиям и видам работ инструкциями, а рабочие места – необходимыми плакатами.

Инструкции по безопасным методам ведения работ должны пересматриваться и переутверждаться один раз в три года, а также при введении новых правил и норм, типовых инструкций, новых технологических процессов, установок, машин и аппаратов.

Пересмотренные и дополненные инструкции должны быть своевременно доведены до сведения работников, которые обязаны их знать и выполнять.

Организация работ по охране труда и контроль за состоянием проектируемых трубопроводов осуществляются работниками службы охраны труда и техники безопасности НГДУ.

При организации и производстве работ должна учитываться специфика производства, определяемая опасными свойствами транспортируемых компонентов: токсичностью,

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т						Лист
															31

испаряемостью, способностью электризоваться, взрывоопасностью, пожароопасностью, коррозионной активностью и т.д.

Все работники обязаны твердо знать и строго выполнять в объеме возложенных на них обязанностей правила техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности.

Каждый рабочий и инженерно-технический работник обязан немедленно докладывать своему непосредственному руководству о замеченных им нарушениях и неисправностях оборудования, механизмов, приспособлений и инструментов, утечке транспортируемого продукта, нарушениях правил техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности.

Работники должны быть обеспечены, согласно установленным перечням и нормам, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, спецпитанием, мылом и другими средствами.

Защитные средства и предохранительные приспособления перед выдачей рабочим и ИТР подвергаются осмотру и испытанию в соответствии с установленными требованиями. Пользоваться неисправными защитными средствами и предохранительными приспособлениями категорически запрещается.

Весь производственный персонал должен быть обучен способам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

Рабочие должны иметь соответствующее профессионально-техническое образование или пройти профессионально-техническую подготовку на производстве.

Обучение рабочих на производстве проводится по разработанным и утвержденным программам. Программы должны периодически, не реже одного раза в 3 года, пересматриваться и заново утверждаться.

По окончании производственного обучения в объеме утвержденной программы, перед допуском к работе знания вновь поступившего или переведенного рабочего или ИТР должны быть проверены квалификационной комиссией, назначенной приказом по объединению или управлению.

Результаты проверки знаний должны оформляться протоколом. Каждому работнику, выдержавшему испытание, выдается удостоверение за подписью председателя комиссии, подтверждающее право на эксплуатацию сооружений и оборудования и устанавливающее квалификационную группу работника.

Периодическая проверка знаний рабочих проводится ежегодно в том же порядке, как при проведении первичной проверки знаний.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист 32
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Внеочередная проверка знаний у рабочих проводится:

- при изменении производственного (технологического) процесса, внедрении нового вида оборудования и механизмов;
- при введении в действие новых правил и норм безопасности, инструкций по безопасному ведению работ;
- в случае выявления нарушений требований правил безопасности и инструкций, которые могли привести или привели к травме или аварии;
- по приказу или распоряжению руководства предприятия, по указанию вышестоящих органов;
- по требованию органов государственного надзора и технических инспекторов труда профсоюзов в случае обнаружения недостаточных знаний;
- при переводе на другую работу или перерыве в работе более 6 месяцев.

Работники, обслуживающие трубопроводы, должны пройти инструктажи по правилам безопасности:

а) вводный инструктаж, проводимый со всеми поступающими на предприятие рабочими и служащими независимо от их образования, квалификации и стажа работы по данной профессии или должности, а также с работниками, командированными для работы на данном предприятии, учащимися, студентами и другими лицами, допускаемыми на территорию предприятия или в производственные цеха для проведения работ;

б) инструктажи на рабочем месте:

- первичный для рабочих и мастеров с практическим обучением – перед допуском к самостоятельной работе или при переводе с одной работы на другую;
- периодический (повторный) проводится руководителем работ непосредственно на рабочем месте для рабочих по программе первичного инструктажа не реже чем через полгода, а для профессий с повышенными требованиями безопасности – через 3 месяца, для ИТР – не реже чем через 2 года;
- внеочередной (внеплановый), вызванный производственной необходимостью – при изменении производственного процесса, замене одного вида оборудования на другой и в подобных случаях, когда изменяются условия труда;
- если на участке произошел несчастный случай или отказ;
- при необходимости доведения до сведения работающих дополнительных требований, вызванных введением новых правил и инструкций по безопасному ведению работ;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
										33

- если выявлены случаи нарушения правил и инструкций, производственной дисциплины независимо от принятых мер воздействия;
- разовый (текущий) инструктаж по приказу или распоряжению вышестоящих организаций и контролирующих органов – перед выполнением особо опасных работ (по установленному перечню).

За состоянием условий труда на объектах промыслового сбора и транспорта нефти, газа и воды должен быть организован ведомственный контроль, осуществляемый непосредственными руководителями работ и организаторами производства.

Должен быть разработан перечень работ повышенной опасности, в котором отдельно должны быть указаны работы, выполняемые с оформлением наряда-допуска и без оформления наряда-допуска, но с регистрацией последних перед их началом в специальном журнале, что вызвано необходимостью ликвидации аварийных ситуаций и аварий.

На выполнение работ повышенной опасности оформляется наряд-допуск в двух экземплярах и хранится в течение одного года у руководителя работ и руководителя, разрешившего работы.

Не допускается курение и разведение огня в вырытых траншеях и котлованах.

Запрещается пребывание людей в кузовах автомобилей, на площадках прицепов и саней, нагруженных негабаритными грузами, трубами, бревнами, пылящими, ядовитыми и горючими материалами, а также на грузах, транспортируемых волоком.

Инд. № подл.	Взам. инв №						
	Подп. и дата						
	Инд. № подл.						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							34

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

По трассе газопровода «Точка 24 - Точка подключения на ГРС Головные» проектом предусматривается:

- местный контроль давления до и после задвижек на узлах подключения.
- местный контроль уровня в конденсатосборнике $V=10 \text{ м}^3$;
- местный контроль уровня в емкости дренажной $V=16 \text{ м}^3$.

Установка стационарных датчиков контроля загазованности на территории проектируемых технологических сооружений не предусматривается. Эксплуатация проектируемых технологических сооружений осуществляется без постоянного присутствия персонала. При обходах и ремонте сооружений обслуживающим персоналом, контроль загазованности осуществляется переносным газоанализатором.

Схемы автоматизации и места установки приборов представлены на чертежах Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г1.

При разработке проекта были использованы технические средства отечественного и зарубежного производства, соответствующие требованиям государственных и отраслевых стандартов.

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных приборов:

- для контроля давления манометры МП160 (IP65) производства ООО НПО «ЮМАС», Россия или аналог согласно опросному листу рабочей документации;
- для измерения уровня указатели уровня УПВ (IP65) производства ООО "КСР КЮБЛЕР РУС", Россия или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

Установленные приборы сохраняют работоспособность при температуре от минус 53 до плюс 34 °С.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист
35

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

В Усинский ГПЗ разработан и реализован комплекс мер по обеспечению защиты опасного производственного объекта и противодействию к возможным террористическим актам.

Заключен договор на осуществление охраны опасных производственных объектов с охраняемым предприятием ООО Агентство «ЛУКОМ-А Север».

Разработан и осуществляется план по обучению и подготовки персонала к пресечению террористической деятельности и обеспечению устойчивой работы опасного производственного объекта.

Издан приказ по Обществу «О защите от возможных террористических актов», о назначении ответственных руководителей структурных подразделений за организацию и проведению проверок защищенности объекта.

Определен порядок взаимодействия с городской/окружной администрацией, ФСБ, милицией, МЧС, медицинскими учреждениями в критических ситуациях.

С целью предотвращения возможных террористических актов выполняться следующие мероприятия:

- проводятся периодические корректировки планов эвакуации работников нефтепромыслов с территории опасного производственного объекта;
- отрабатываются действия работников нефтепромысла на случай обнаружения подозрительных предметов, проводятся практические занятия с руководящим составом по вопросам повышения бдительности на объектах нефтедобычи и порядке действий в случае возникновения ЧС с последующим инструктированием всех работников на местах.

С целью предотвращения возможных террористических актов выполняться следующие мероприятия:

- проводятся периодические корректировки планов эвакуации работников нефтепромыслов из административно-бытовых помещений;
- отрабатываются действия работников нефтепромысла на случай обнаружения подозрительных предметов, проводятся практические занятия с руководящим составом по вопросам повышения бдительности на объектах нефтедобычи и порядке

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т		Лист
											36

действий в случае возникновения ЧС с последующим инструктированием всех работников на местах;

- проводятся периодические профилактические осмотры административных зданий, бытовых помещений, объектов социально-бытового назначения в вахтовых пунктах совместно с сотрудниками территориальных отделов внутренних дел;
- проводятся дополнительные инструктажи бригад обслуживания, осуществляющих периодический осмотр трасс промысловых трубопроводов.

Территории опасных производственных объектах (площадки дожимных насосных станций, пункты сбора нефти, компрессорные станции т.д.) имеют периметральное ограждения, препятствующие несанкционированному проникновению на территорию посторонних лиц.

При въездах на территорию производственных объектов, а также на наиболее важных объектах внутри нефтепромыслов установлены посты, оборудованные специальными средствами охраны. Круглосуточно на всех нефтяных месторождениях охранную деятельность осуществляют передвижные (мобильные) посты ООО Агентство «ЛУКОМ-А-Север».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								37
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т

14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

Техническое обслуживание и ремонт оборудования на предприятии осуществляет ремонтное хозяйство.

Назначение ремонтного хозяйства предприятия заключается в своевременном и в полном объеме удовлетворение потребностей производственных подразделений предприятия в техническом обслуживании и ремонте оборудования с минимальными затратами.

Техническое обслуживание проектируемых трубопроводов включает:

- патрулирование трасс трубопроводов – визуальные наблюдения с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности трубопроводов, безопасности окружающей среды;
- регулярные осмотры и обследования всех участков трубопроводов с применением технических средств с целью определения их технического состояния;
- мероприятия по тщательному осмотру с применением приборного контроля за амплитудой и частотой вибрации не реже одного раза в три месяца.

На действующем промысле имеется сложившаяся структура ремонтной базы, со всем необходимым оснащением.

Дополнительного ремонтного хозяйства не требуется.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв №	Подп. и дата	Инва. № подл.	Лист
Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т									Лист

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

К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам, распространенным в пределах участка работ, относится морозное пучение, вызванное сезонным промерзанием и оттаиванием, подтопление.

Грунты территории строительства в разной степени подвержены процессам морозного пучения. Промерзание обуславливает миграцию влаги к поверхности охлаждения, физическое разрушение, дезинтеграцию и пучение пород. Последующее оттаивание обычно резко снижает их прочность и устойчивость.

В целях недопущения влияния процессов пучения при прокладке в пучинистых грунтах в зоне сезонного промерзания проектом предусмотрена подсыпка из мягких грунтов толщиной не менее 10 см над выступами дна траншеи и присыпка трубопроводов мягким грунтом на толщину 20 см от верхней образующей трубопровода. Для устройства песчаной постели и подсыпки проектом предусмотрено применить сыпучий минеральный непучинистый грунт с размером твердых фракций в поперечнике до 50мм.

Значительное распространение на территории строительства получили процессы и явления, обусловленные действием подземных вод, главным образом – подтопление подземными водами, смывающая деятельность талых вод и суффозия. Активизация процессов происходит при значительных антропогенных нагрузках.

Развитие процесса подтопления в пределах территории строительства вызовет переувлажнение грунтов, а вместе с ним изменение прочностных и деформационных свойств грунтов, и как следствие, деформации фундаментов и наземных конструкций зданий и сооружений. К негативным последствиям подтопления также относится изменение химического состава, агрессивности и коррозионной активности грунтов и подземных вод, а также возникновение и активизация других опасных геологических процессов.

По характеру подтопления согласно п. 5.4.8 СП 22.13330.2016, территория относится к подтопленной в естественных условиях при залегании грунтовых вод выше 3 м.

Согласно СП 11-105-97, часть II приложение И критерии типизации территорий по подтопляемости – I-A-1 постоянно подтопленные $N_{кр}/N_{сп} \geq 1$.

Для участков проектирования предусмотрена балластировка полимерконтейнерами текстильными бескаркасными:

- на участке газопровода «Точка подключения №1 газопровод «РГ от ПК29+76 до СПГ А-4, 8» Ø273x8» - 16 пригрузов ПТБК-273 с шагом 11,8 м для основного трубопровода;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
			Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- на участке перехода газопровода «Точка подключения №1 газопровод «РГ от ПК29+76 до СПГ А-4, 8» Ø273x8» через автомобильную дорогу на ПК1+60.4 – ПК1+79.4 - 4 пригруза ПТБК-530 с шагом 4,3 м для трубы защитного кожуха;

- на участке «Точка подключения №2 газопровод «РГ от т. Вр. До ПГ А-5» Ø219x7» - 2 пригруза ПТБК-2019 с шагом 26,6 м;

- на участке «Точка подключения №3 газопровод «РГ от т.вр. до УЗОУ на 50ГС» Ø219x6» - 9 пригрузов ПТБК-2019 с шагом 13,9 на прямолинейных участках и шагом 7,5 м для криволинейного участка;

- на расширительной камере Ду530 – 4 пригруза ПТБК-530 с шагом 4,3 м;

- на участке подключения проектируемого конденсатопровода к существующему трубопроводу – 2 пригруза ПТБК-219 с шагом 11,8 м.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							40

Библиография

116-ФЗ от 21.07.1997	О промышленной безопасности опасных производственных объектов
184-ФЗ от 27.12.2002	О техническом регулировании
384-ФЗ от 30.12.2009	Технический регламент о безопасности зданий и сооружений
123-ФЗ от 22.07.2008	Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
Приказ №533 от 15.12.2020	Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»
Приказ №534 от 15.12.2020	Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
Постановление №87 от 16.02.2008	Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию
ГОСТ Р 51164-98	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии
ГОСТ Р 21.101-2020	Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации (с Поправкой)
ГОСТ 2.105-95	Общие требования к текстовым документам
ГОСТ 7512-82	Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод
ГОСТ 23740-2016	Грунты. Методы лабораторного определения содержания органических веществ
ГОСТ 25100-2020	Грунты. Классификация
ГОСТ 9.602-2016	Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии
ГОСТ 27751-2014	Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения и требования
ГОСТ 15150-69	Машины, приборы и другие технические изделия исполнения для различных климатических районов. Категории, условия

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							41

ГОСТ 12.4.009-83	эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание
ГОСТ 23118-2019	Конструкции стальные строительные. Общие технические условия
ГОСТ 2.106-96	Единая система конструкторской документации. Текстовые документы
ГОСТ 2.301-86	Единая система конструкторской документации. Форматы
ГОСТ 10434-82	Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования
ГОСТ 22782.5-78*	ГОСТ 22782.5-78 (СТ СЭВ 3143-81) Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты "Искробезопасная электрическая цепь". Технические требования и методы испытаний (с Изменениями N 1, 2)
СП 11-105-97	Инженерно-геологические изыскания для строительства
СП 50-102-2003	Проектирование и устройство свайных фундаментов
СП 53-101-98	Изготовление и контроль качества стальных строительных конструкций
СП 14.13330.2018	Строительство в сейсмических районах (Актуализированная редакция СНиП II-7-81*)
СП 16.13330.2017	Стальные конструкции (Актуализированная версия СНиП II-23-81*)
СП 18.13330.2010	СНиП II-89-80* Генеральные планы промышленных предприятий (с Изменениями и дополнениями)
СП 20.13330.2016	Нагрузки и воздействия. (Актуализированная версия СНиП 2.01.07-85*)
СП 22.13330.2016	Основания зданий и сооружений (Актуализированная версия СНиП 2.02.01-83*)
СП 25.13330.2012	Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах (Актуализированная версия СНиП 2.02.04-88)
СП 24.13330.2011	Свайные фундаменты

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								42
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

СП 28.13330.2017	(Актуализированная редакция СНИП 2.02.03-85) Защита строительных конструкций от коррозии
СП 45.13330.2017	(Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85) Земляные сооружения, основания и фундаменты
СП 36.13330.2012	(Актуализированная редакция СНИП 3.02.01-87) Магистральные трубопроводы
СП 50.13330.2012	Тепловая защита зданий
СП 62.13330.2011	Газораспределительные системы
СП 131.13330.2020	Строительная климатология
СП 115.13330.2016	Геофизика опасных природных воздействий (Актуализированная редакция СНиП 22-01-95)
СП 284.1325800.2016	Трубопроводы промышленные для нефти и газа. правила проектирования и производства работ
СНиП 12-03-2001	Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования
СНиП 12-04-2002	Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство
СП 76.13330.2016	Электротехнические устройства (Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85)
ВСН 005-88	Строительство промышленных стальных трубопроводов. Технология и организация
ВСН 009-88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты
ВСН 011-88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание
ВСН 015-89	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Линии связи и электропередачи
ГОСТ 31565-2012	Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности
ППБО-85	Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015	Автоматизированные системы управления технологическими процессами и производством. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №	Индв. № инв	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
											43

ТУ-газ-86	газа.
СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015	Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов Автоматизированные системы управления технологическими процессами и производством. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа.
СТО Газпром 2-2.2-136-2007	Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть 1
РД 34.21.122-87	Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений
СО 153-34.21.122-2003	Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций
Г-02-НИПИ/2021-ИГДИ	Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий
Г-02-НИПИ/2021-ИГИ	Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий
Г-02-НИПИ/2021-ИГМИ	Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий
Г-02-НИПИ/2021-ИЭИ	Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий
СП 423.1325800.2018	Электроустановки низковольтные зданий и сооружений. Правила проектирования во взрывоопасных зонах
СП 77.13330.2016	Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85
СП 76.13330.2016	Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								44
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Ведомость документов графической части

Обозначение	Наименование	Примечание
Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г1	Схема линейного объекта	1 Лист
Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г2	Точка подключения №1 "РГ от ПК29+76 до СПГ А-4,8". План. Разрез 1-1. Рис.1	1 Лист
Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г3	Точка подключения №2 "РГ от т.вр. до ПГ А-5". План. Разрез 1-1. Рис.1	1 Лист
Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г4	Точка подключения №3 "РГ от т.вр. до УЗОУ на 50ГС". План. Разрез 1-1. Рис.1	1 Лист
Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г5	Расширительная камера Ду500 на ПК16+64.0-ПК16+81.0. Разрез 1-1. Разрез 2-2. Разрез 3-3	1 Лист
Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г6	Конструкция подземного кожуха Ду500. Общий вид. Разрез 1-1. Виды 1,2,3. Контрольная трубка Ду50	1 Лист
Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г7	Опора под клапан и краны шаровые. Общий вид. Разрез 1-1. Ребро (поз.3)	1 Лист
Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г8	Схема расположения средств ЭХЗ	1 Лист
Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г9	Узел присоединения выводов ЭХЗ к трубопроводу	1 Лист
Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г10	План заземления. М 1:50	1 Лист
Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г11	План молниезащиты. М 1:50	1 Лист
Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г12	Узел присоединения трубопровода к заземляющему устройству	1 Лист
Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г13	Переезд через проектируемый газопровод в районе точки подключения №1 (ПК0+23.85). План. М 1:500	1 Лист
Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г14	Переезд через проектируемый газопровод в районе точки подключения №1 (ПК1+21.50). План. М 1:500	1 Лист
Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г15	Переезд через существующие коммуникации районе точки подключения №2. План. М 1:500	1 Лист
Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г16	Переезд через проектируемый газопровод в районе точки подключения №3 (ПК0+5.13). План. М 1:500	1 Лист

Согласовано

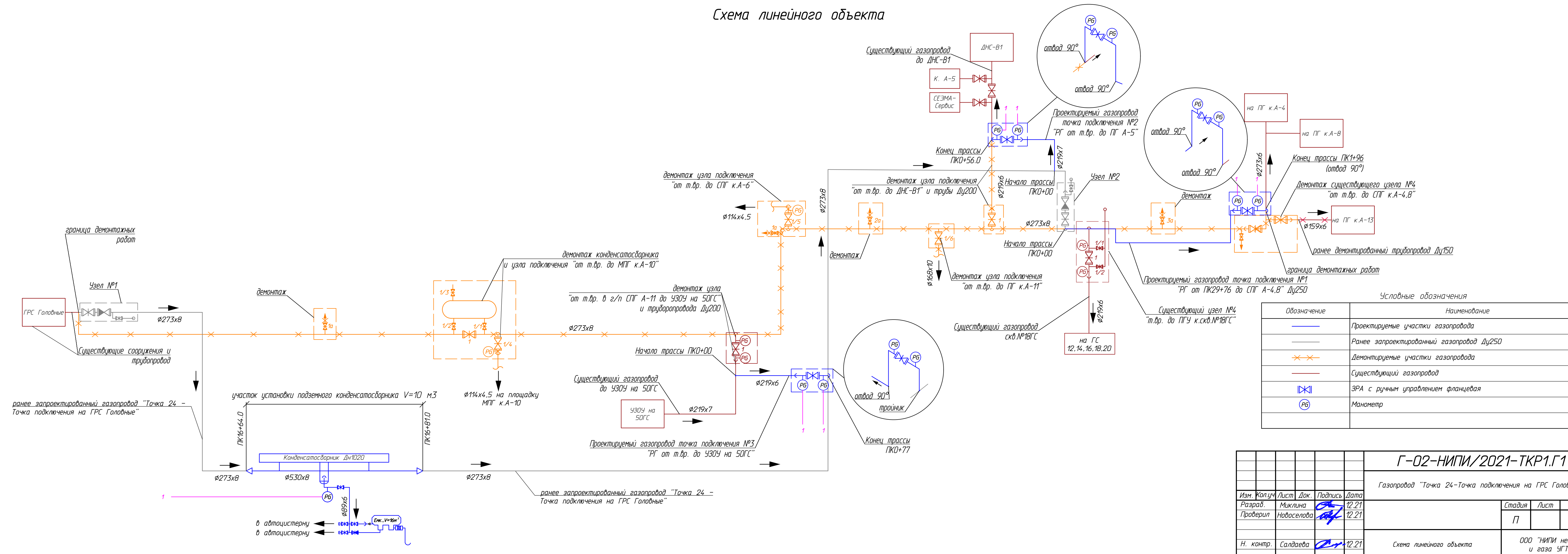
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г					
Газопровод "Точка 24-Точка подключения на ГРС Головные"					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Рыжова			12.21
Проверил		Новоселова			12.21
Н. контр.		Салдаева			12.21
				Стадия	Лист
				П	1
				Ведомость документов графической части	
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

Схема линейного объекта



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
—	Проектируемые участки газопровода
—	Ранее запроектированный газопровод Ду250
- - -	Демонтируемые участки газопровода
—	Существующий газопровод
	ЗРА с ручным управлением фланцевая
	Манометр

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г1				
Газопровод "Точка 24-Точка подключения на ГРС Головные"				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись
Разраб.	Миклина	12.21		
Проверил	Новоселова	12.21		
Н. контр.	Салдаева	12.21		
Стадия				Лист
П				1
Схема линейного объекта				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"
Формат А4х4				

Согласовано	
Взам. инв.№	
Дата	
Подпись	
Инв.№	

Точка подключения №1 "РГ от ПК29+76 до СПГ А-4,8"

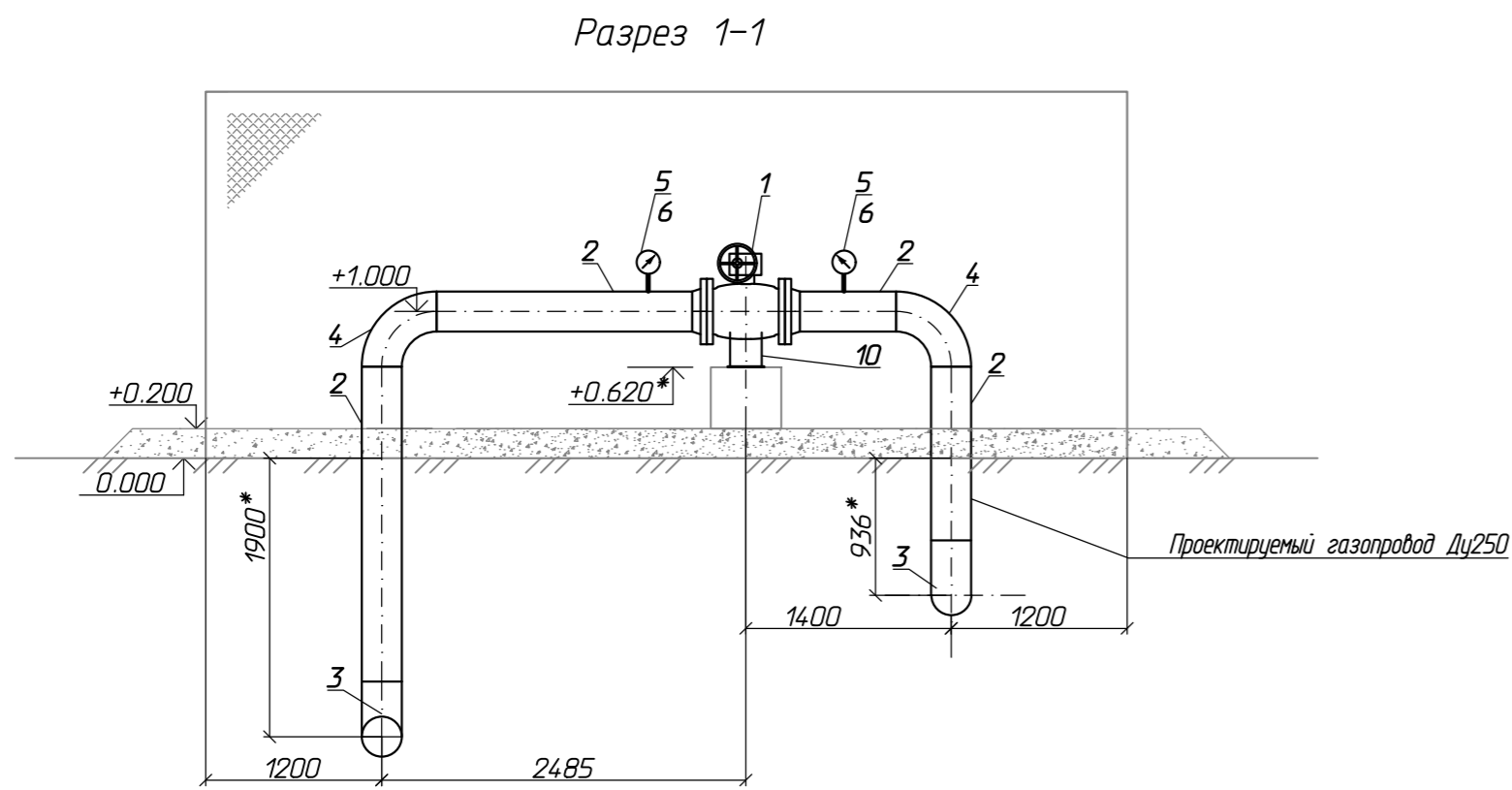
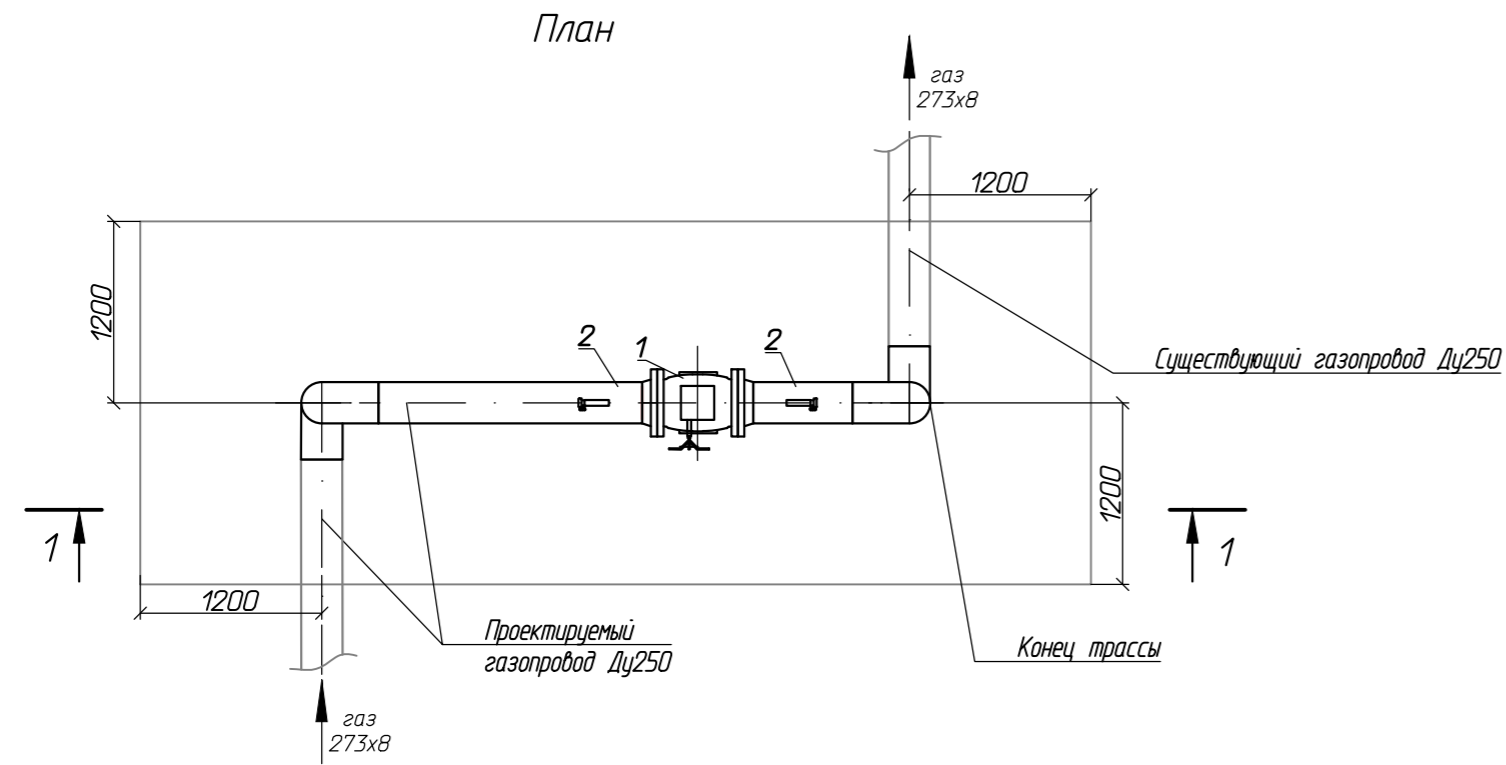
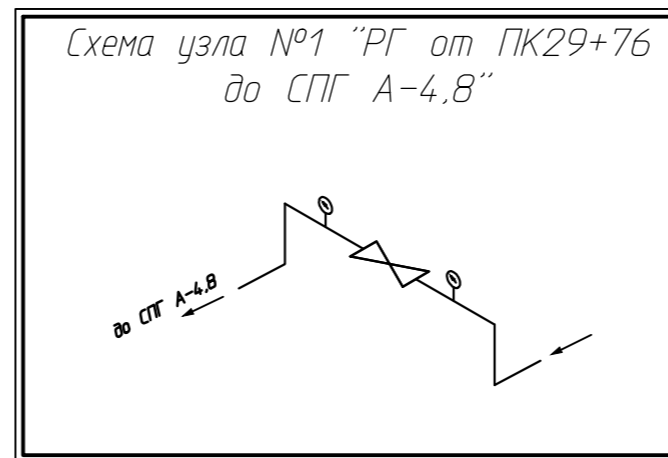


Рис.1 (ноз.9)



Спецификация					
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Кран шаровый с ручным управлением Ду 250 мм, Ру=1,6 МПа с КОФ	1	200	
2		Труба стальная прямошовная Ф273х8	8.8	52.3	
3		Отвод П 90°-273х8 с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием	2	31.0	
4		Отвод П 90°-273х8	2	31.0	
5		Манометр	2		
6		Закладная конструкция для отборного устройства давления в составе:	2		
		- клапан			
		- прокладка			
		- штуцер			
9		Пластина 900х600	1	8.47	
10	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г7	Опора под кран Ду250	1		

- Узел подключения №1 "РГ от ПК29+76 до СПГ А-4,8" расположен в конце трассы проектируемого газопровода на ПК1+96,0.
 - Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами.
 - Подземные участки трубы и стыки покрыть праймером, лентой полиэтиленовой изоляционной в 2 слоя, оберткой полиэтиленовой для защиты изоляции в 1 слой.
 - Надземную часть трубопровода и фитинги необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
 - Строительные конструкции представлены в разделе АС.
 - За отметку 0,000 принята отметка после планировки узла.
- * - размер уточнить по месту.

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г2					
Газопровод "Точка 24-Точка подключения на ГРС Голодные"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.	Рыжова			<i>[Signature]</i>	12.21
Проверил	Новоселова			<i>[Signature]</i>	12.21
Н. контр.	Салдаева			<i>[Signature]</i>	12.21
					Точка подключения №1 "РГ от ПК29+76 до СПГ А-4,8". План. Разрез 1-1. Рис.1
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"
			Стадия	Лист	Листов
			П		1

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл

Точка подключения №2 "РГ от т.вр. до ПГ А-5"

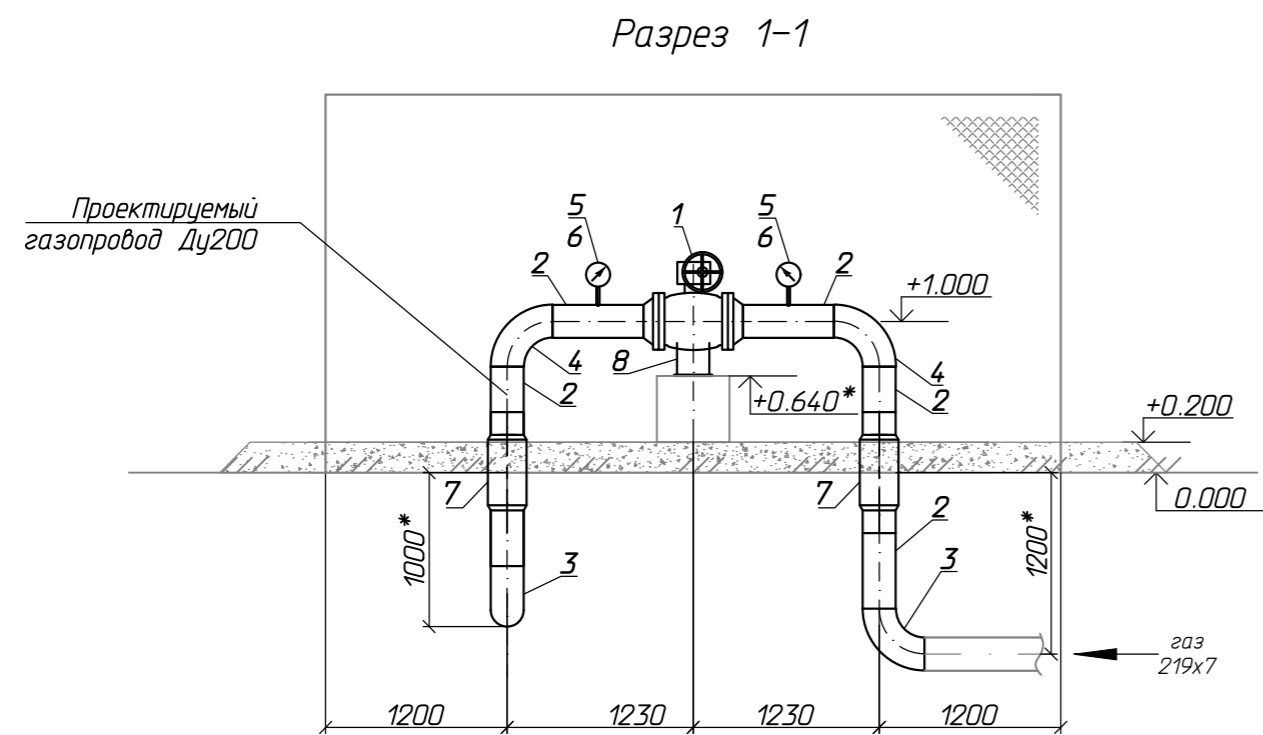
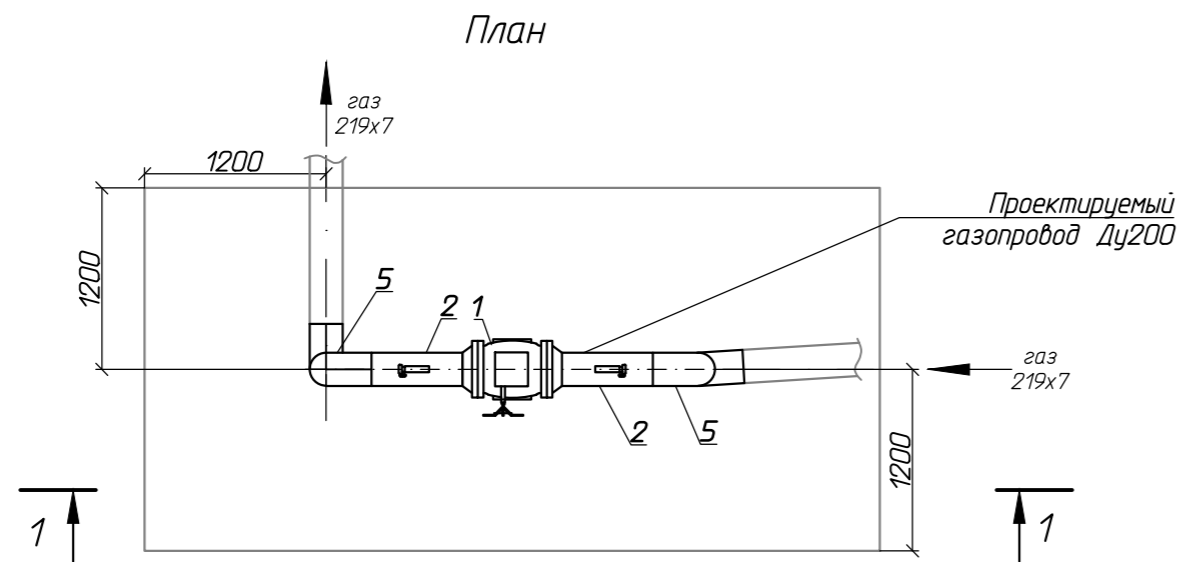
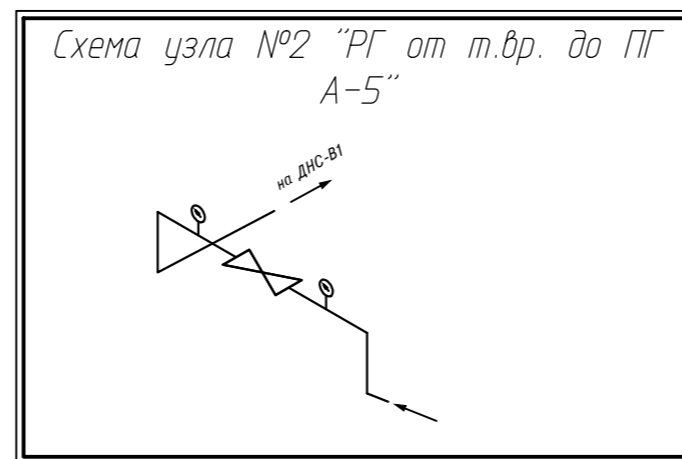


Рис.1 (поз.9)



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Кран шаровый с ручным управлением Ду 200 мм, Ру=1,6 МПа с КОФ	1	175	
2		Труба стальная прямошовная $\Phi 219 \times 7$	4.8	36.6	
3		Отвод П 90°-219x7	2	17.0	
		с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием			
4		Отвод П 90°-219x7	2	17.0	
5		Манометр	2		
6		Закладная конструкция для отборного устройства давления	2		
		в составе:			
		- клапан			
		- прокладка			
		- штуцер			
7		Неразъемное изолирующее муфтовое соединение	2	64.0	
8	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г7	Опора под кран Ду200	1		
9		Пластина 900x600	1	8.47	

- Точка подключения №2 "РГ от т.вр. до ПГ А-5" расположена на ПК0+56 в конце трассы проектируемого газопровода.
 - Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами.
 - Подземные участки трубы и стыки покрыть праймером, лентой полиэтиленовой изоляционной в 2 слоя, оберткой полиэтиленовой для защиты изоляции в 1 слой.
 - Надземную часть трубопровода и фитинги необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
 - Строительные конструкции представлены в разделе архитектурно-строительных решениях.
 - За отметку 0,000 принята отметка после планировки узла.
- * - размер уточнить по месту.

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г3

Газопровод "Точка 24-Точка подключения на ГРС Головные"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Рыжова			12.21			
Проверил		Новоселова			12.21			
						П		1
Н. контр.		Салдаева			12.21			

Точка подключения №2 "РГ от т.вр. до ПГ А-5". План. Разрез 1-1. Рис.1

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Точка подключения №3 "РГ от т.вр. до УЗОУ на 50ГС"

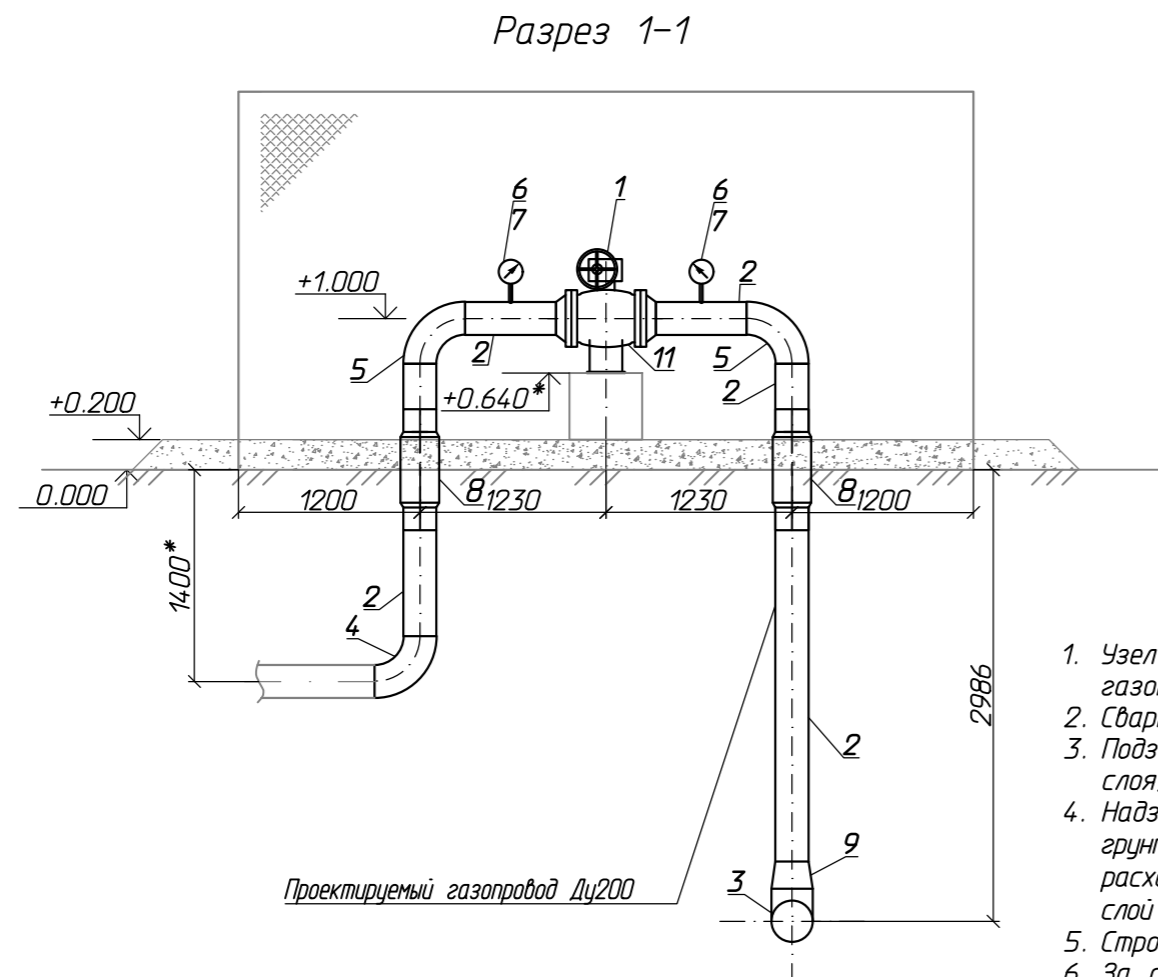
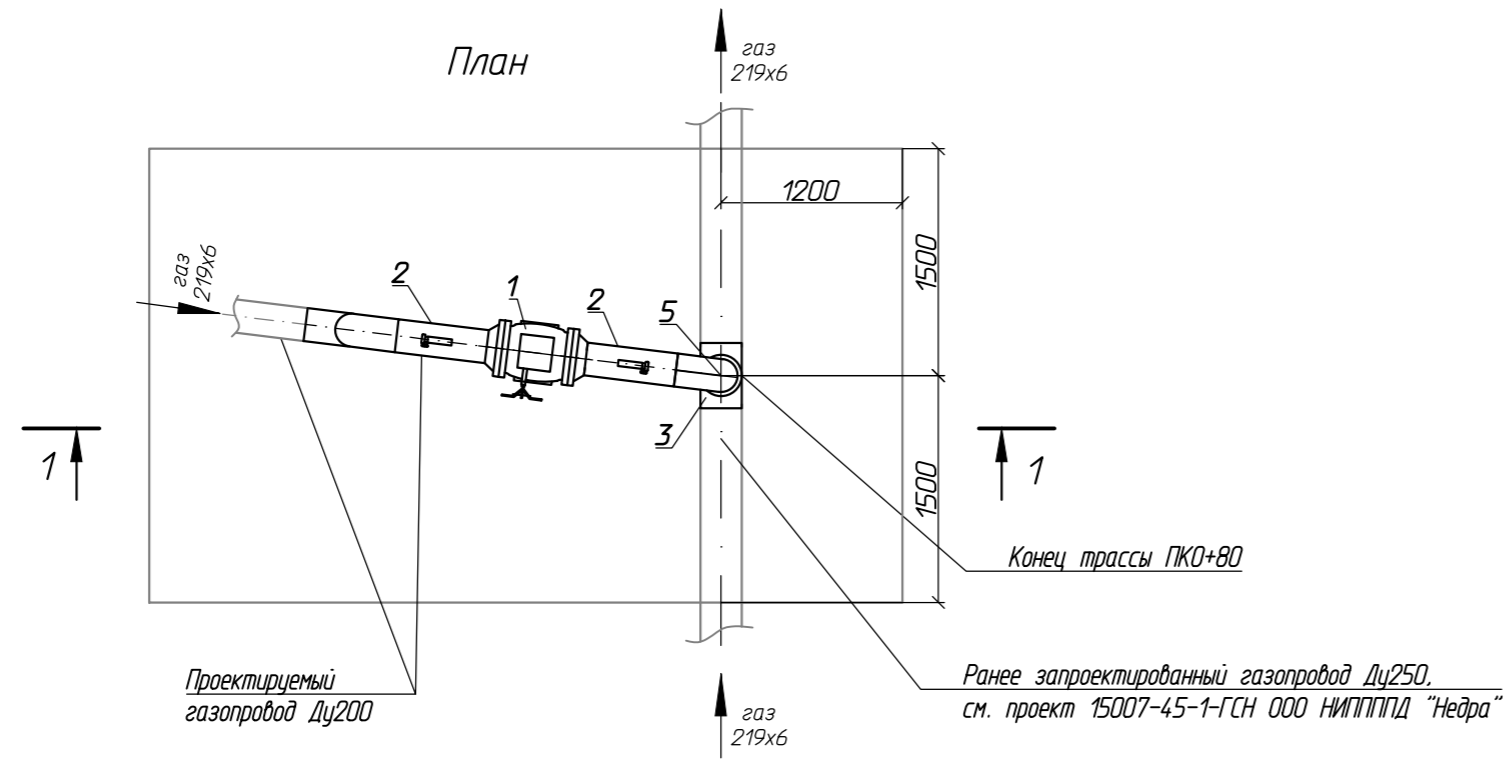
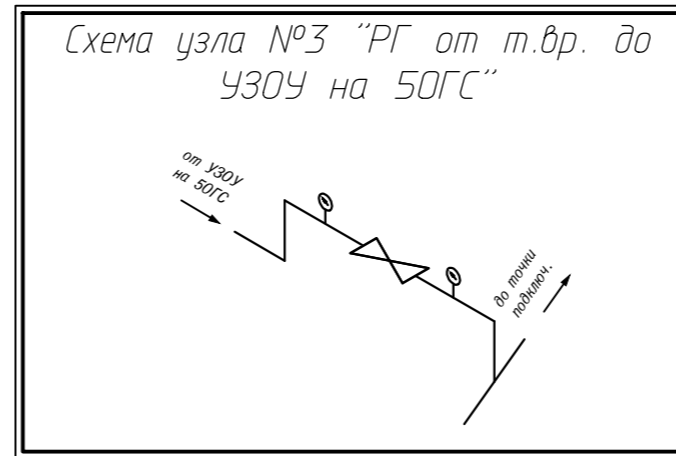


Рис.1 (поз.10)



1. Узел точки подключения №3 "РГ от т.вр. до УЗОУ на 50ГС" расположен на ПК0+77 проектируемого газопровода.
 2. Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами.
 3. Подземные участки трубы и стыки покрыть праймером, лентой полиэтиленовой изоляционной в 2 слоя, оберткой полиэтиленовой для защиты изоляции в 1 слой.
 4. Надземную часть трубопровода и фитинги необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
 5. Строительные конструкции представлены в разделе архитектурно-строительных решений.
 6. За отметку 0,000 принята отметка после планировки узла.
- * - размер уточнить по месту.

Спецификация

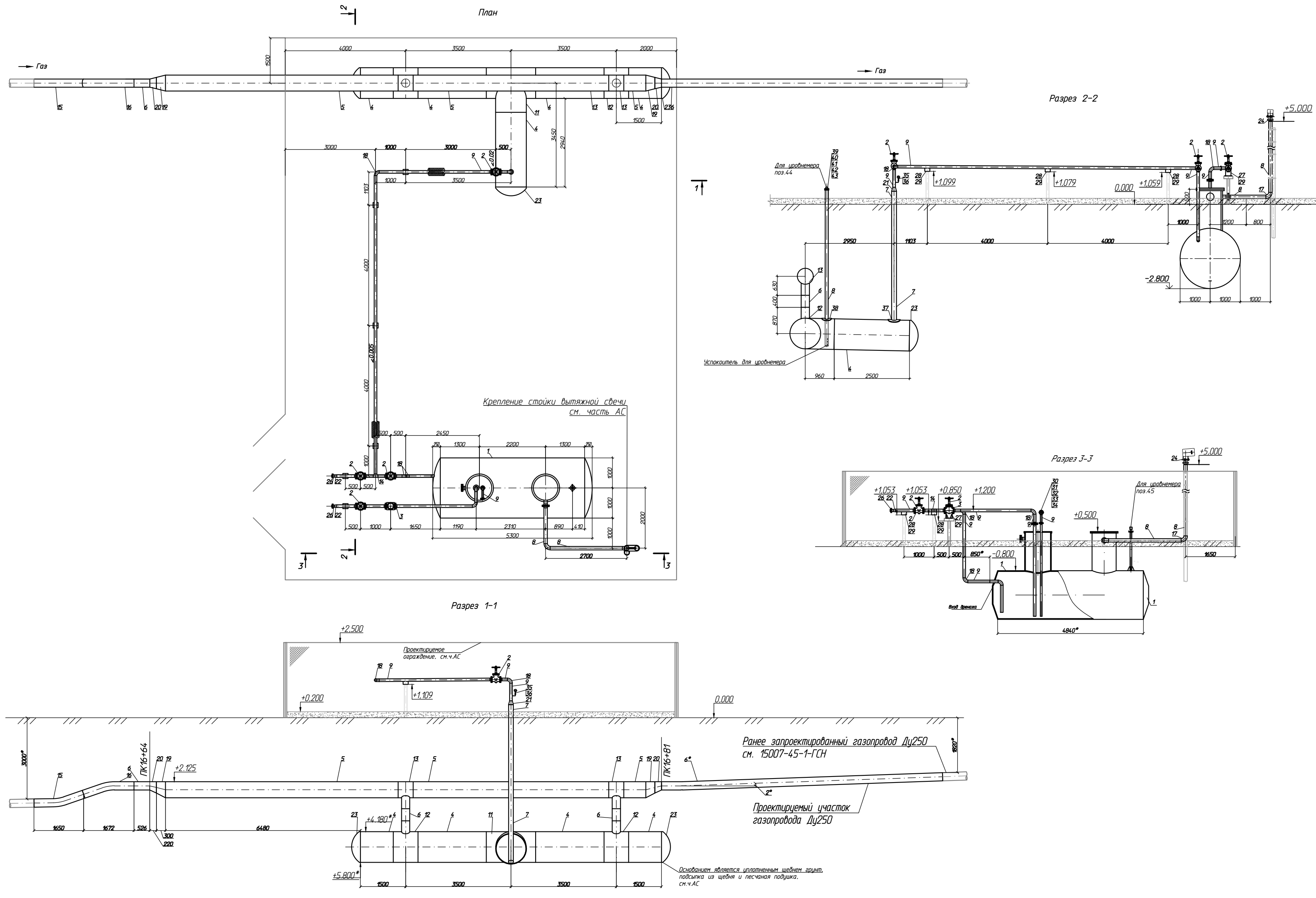
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Кран шаровый с ручным управлением Ду 200 мм, Ру=1,6 МПа с КОФ	1	175	
2		Труба стальная прямошовная Ф219х6	6,9	31,5	
3		Тройник П 273х8/10	1	52,0	
4		Отвод П 90°-219х6 с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием	1	15,0	
5		Отвод П 90°-219х6	2	15,0	
6		Манометр	2		
7		Закладная конструкция для отборного устройства давления	2		
		в составе:			
		- клапан			
		- прокладка			
		- штуцер			
8		Неразъемное изолирующее муфтовое соединение	2	64,0	
9		Переход К 273х10-219х8 с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием	1	12,0	
10		Пластина 900х600	1	8,47	
11	Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г7	Опора под кран Ду200	1		

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г4

Газопровод "Точка 24-Точка подключения на ГРС Головные"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Рыжова			12.21	П		1
Проверил		Новоселова			12.21			
Н. контр.		Салдаева			12.21	Точка подключения №3 "РГ от т.вр. до УЗОУ на 50ГС". План. Разрез 1-1. Рис.1		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Расширительная камера Ду500 на ПК16+64.0-ПК16+81.0



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
25		Уровнемер показывающий УПВ	1	19.2	компл.
26		Соединение труб быстроразъемное в комплекте с заглушкой	1	6.5	компл.
27	черт. Г-02-НИПИ/2021-ТКР.Г7	Опора под запорную арматуру Ду80	1	19.2	компл.
28		Опора 89-КХ-А11-20А	6	2.2	
29		Прокладка ПОН 4x60x135мм	8	0.083	
30		Заглушка 1-50-40-09Г2С	1	2.2	
31		Шпилька АМ16х90 14Х17Н2	4	0.126	
32		Гайка АМ16 14Х17Н2	8	0.039	
33		Прокладка А-50-40 ПОН	1	0.026	
34		Фланец 50-40-11-Е-ст.09Г2С	1	2.81	
35		Манометр коррозионно-стойкий в сборе с разделит. мембраной	1		
36		Закладная конструкция для отборного устройства давления в составе:	1		
		- клапан			
		- прокладка			
		- штуцер			
37		Усиливающая накладка для Дн159 из трубы Дн1020х16	1		
38		Усиливающая накладка для Дн114 из трубы Дн1020х16	1		
39		Заглушка 1-100-40-09Г2С	1	4.4	
40		Шпилька АМ16х90 14Х17Н2	4	0.126	
41		Гайка АМ16 14Х17Н2	8	0.039	
42		Прокладка А-100-40 ПОН	1	0.052	
43		Фланец 50-100-11-Е-ст.09Г2С	1	5.62	
44		Уровнемер показывающий для установки на конденсатосборнике	1		компл.
45		Уровнемер показывающий для установки на дренажной емкости	1		компл.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Емкость подземная дренажная V=16м ³	1	3350.0	компл.
2		Задвижка клиновья с КОФ Ду 80 мм, Ру=1.6 МПа	4	48.0	компл.
3		Запор обратный с КОФ Ду 80 мм, Ру=1.6 МПа	1	48.0	компл.
4		Труба стальная сварная Ø1020х16 с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием	9.2	396.14	м
5		Труба стальная сварная Ø530х8 с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием	15.0	102.98	м
6		Труба стальная сварная Ø273х8 с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием	10.7	52.3	м
6*		Отвод 2° из трубы Ø273х8 с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием, изготовленный на трубогибном оборудовании поперечной гибкой труб в холодном состоянии	9.3	486.4	м
7		Труба стальная сварная Ø159х6	6.3	22.64	м
8		Труба стальная сварная Ø114х6	14.0	22.64	м
9		Труба стальная бесшовная Ø89х6	23.0	12.28	м
10		Труба стальная бесшовная Ø57х4	0.5	12.28	м
11		Тройник штампованный радиальнопроходный с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием	1	1299.0	шт.
12		Тройник штампованный переходный с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием	2	507.0	шт.
13		Тройник штампованный переходный с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием	2	106.0	шт.
14		Тройник П-89х6	1	2.0	шт.
15		Отвод гнутый с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием	1	88.9	шт.
16		Отвод гнутый с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием	1	94.1	шт.
17		Отвод П 90°-114х6	1	3.8	шт.
18		Отвод П 90°-89х6	5	2.3	шт.
19		Переход сварной эксцентрический с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием	2	46.0	шт.
20		Переход сварной эксцентрический с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием	2	22.0	шт.
21		Переход П 159х8-89х6	1	3.9	шт.
22		Переход П 89х6-76х6	2	0.7	шт.
23		Днище штампованное с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием	3	115.0	шт.
24		Клапан дыхательный механический со встроенным огнепреградителем Ду100 с КОФ	1	19.2	компл.

- Расширительная камера Ду500 установить по трассе проектируемого газопровода на ПК16+64.0-ПК16+81.0
 - Подземные участки трубы и стыки покрыть праймером, лентой полиэтиленовой изоляционной в 2 слоя, оберткой полиэтиленовой для защиты изоляции в 1 слой.
 - Надземную часть трубопровода и фитинги необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилатановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
 - Строительные конструкции представлены в разделе АС.
 - Надземные участки трубы 89х6 мм (поз.9) теплоизолировать в трассовых условиях, теплоизоляция показана условно.
 - Задвижки и манометр показаны схематично.
 - На трубопровод расширительной камеры Ду500 монтировать полимерконтейнерные текстильные бескаркасные утяжелители ПТБК-530 с шагом 4,3м - 4 груза. На участке подключения проектируемой расширительной камеры к существующему трубопроводу (поз.6*) монтировать полимерконтейнерные текстильные бескаркасные утяжелители ПТБК-273 с шагом 7м - 2 груза. В. Для заполнения полимерконтейнеров текстильных бескаркасных применить песчано-гравийную смесь с плотностью частиц сухого грунта 1800кг/м³ с коэффициентом пористости 0,5
 - Для исключения отрицательного воздействия сил морозного пучения произвести устройство песчаной постели слоем не менее 10см и присыпки трубопровода толщиной не менее 20см от верхней образующей. Для устройства песчаной постели и присыпки применить сыпучий минеральный непучинистый грунт с размером твердых фракций в поперечнике до 50мм.
 - Крепление конденсатосборника к основанию предусмотрено в разделе Г-02-НИПИ/2021-ТКР3.
 - За отметку 0,000 принята отметка после планировки узла.
- * - размер уточнить по месту.

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

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г5

Газопровод "Точка 24-Точка подключения на ГРС Голодные"

Изм.	Кол.ч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.					12.21
Проверил					12.21
Н. контр.					12.21

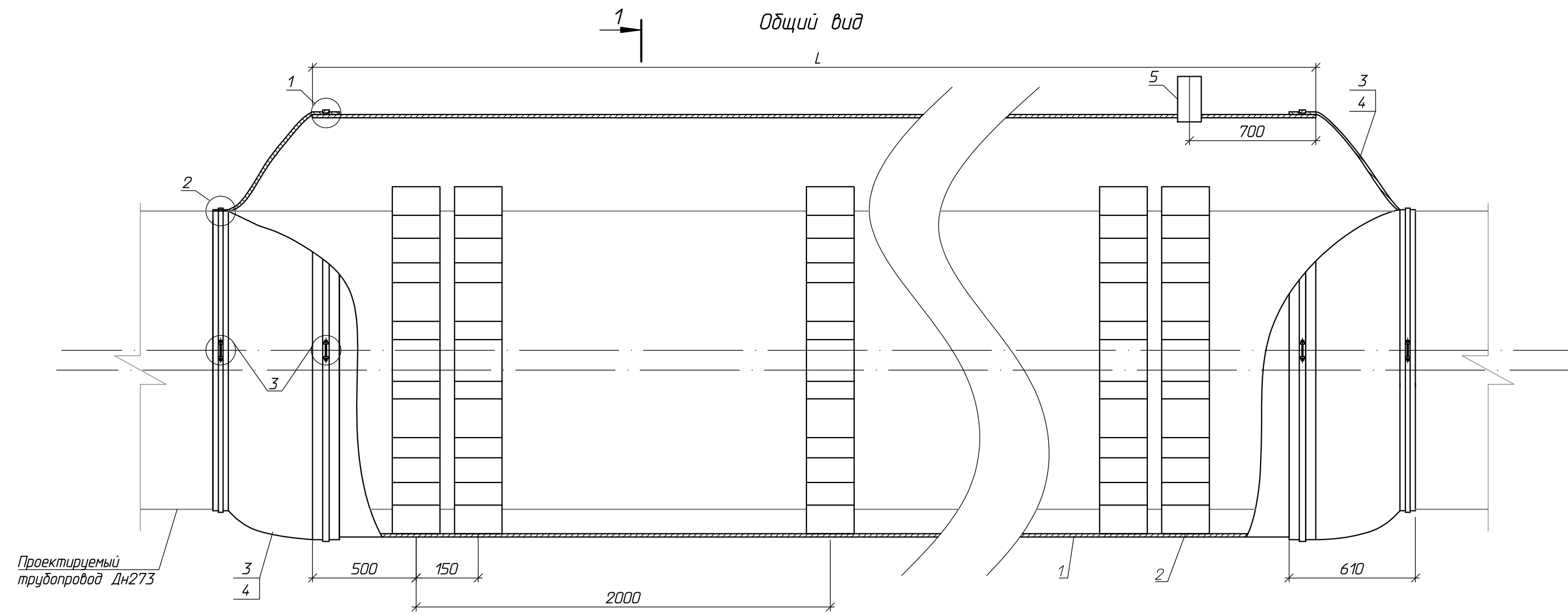
Стадия	Лист	Листов
П		1

Расширительная камера Ду500 на ПК16+64.0-ПК16+81.0. Разрез 1-1, Разрез 2-2, Разрез 3-3

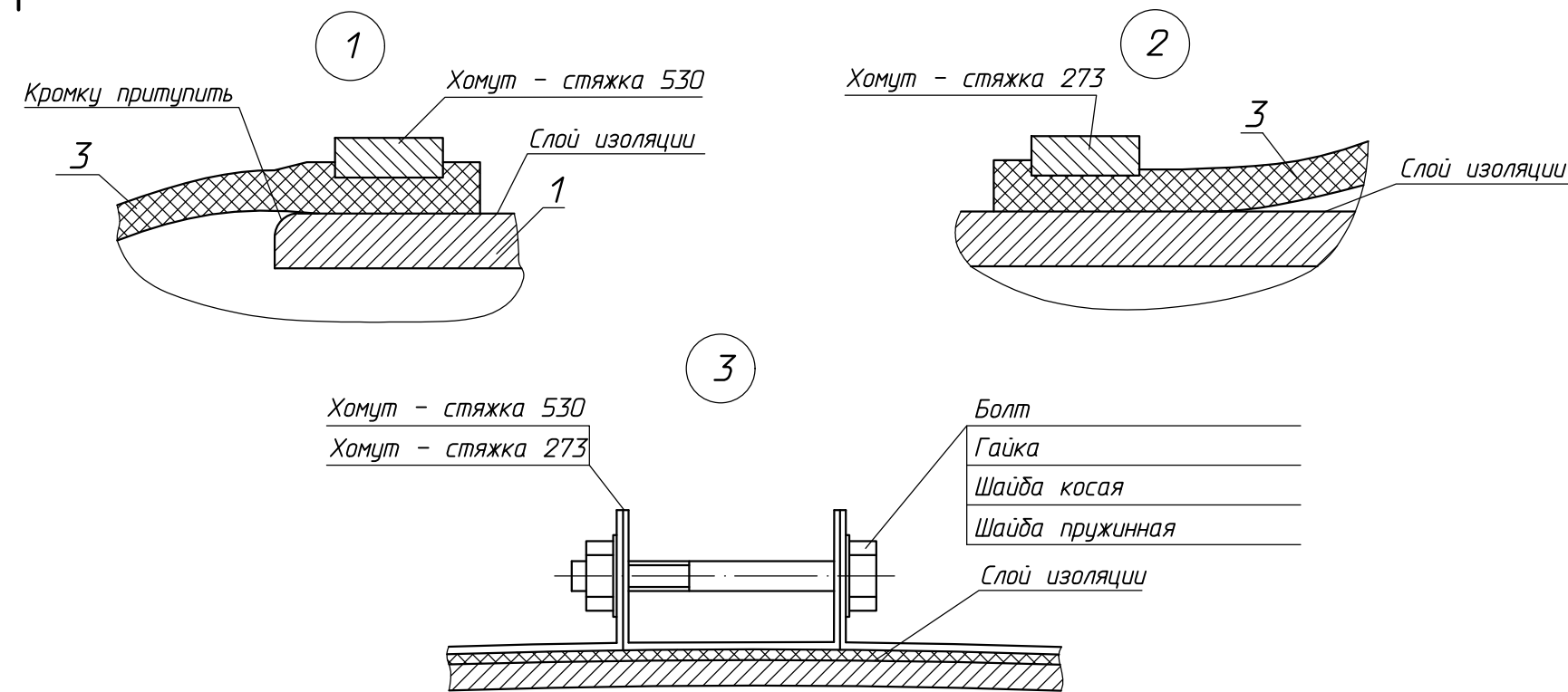
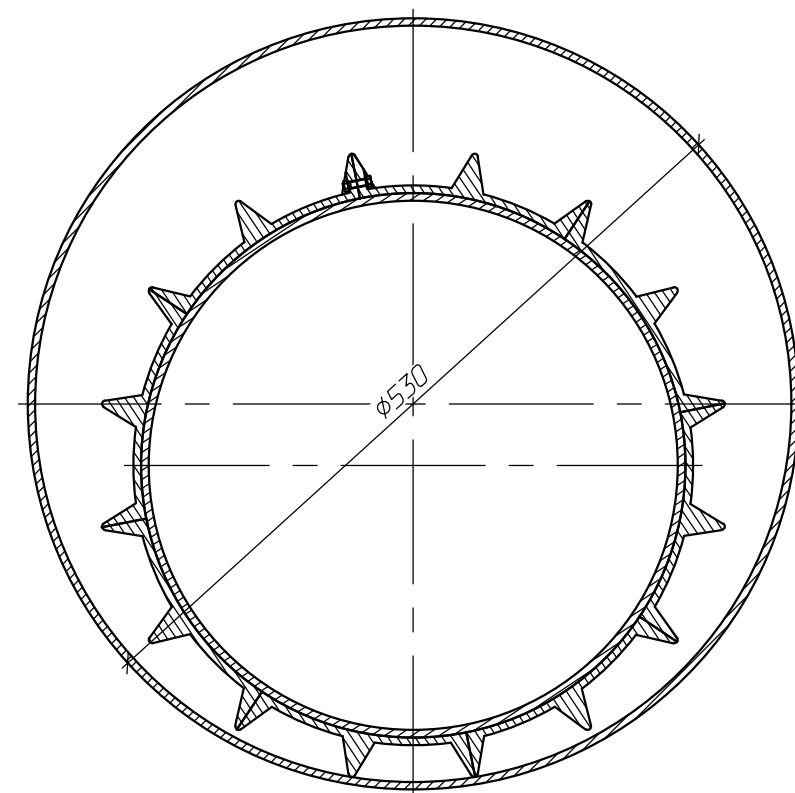
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Формат А3х3

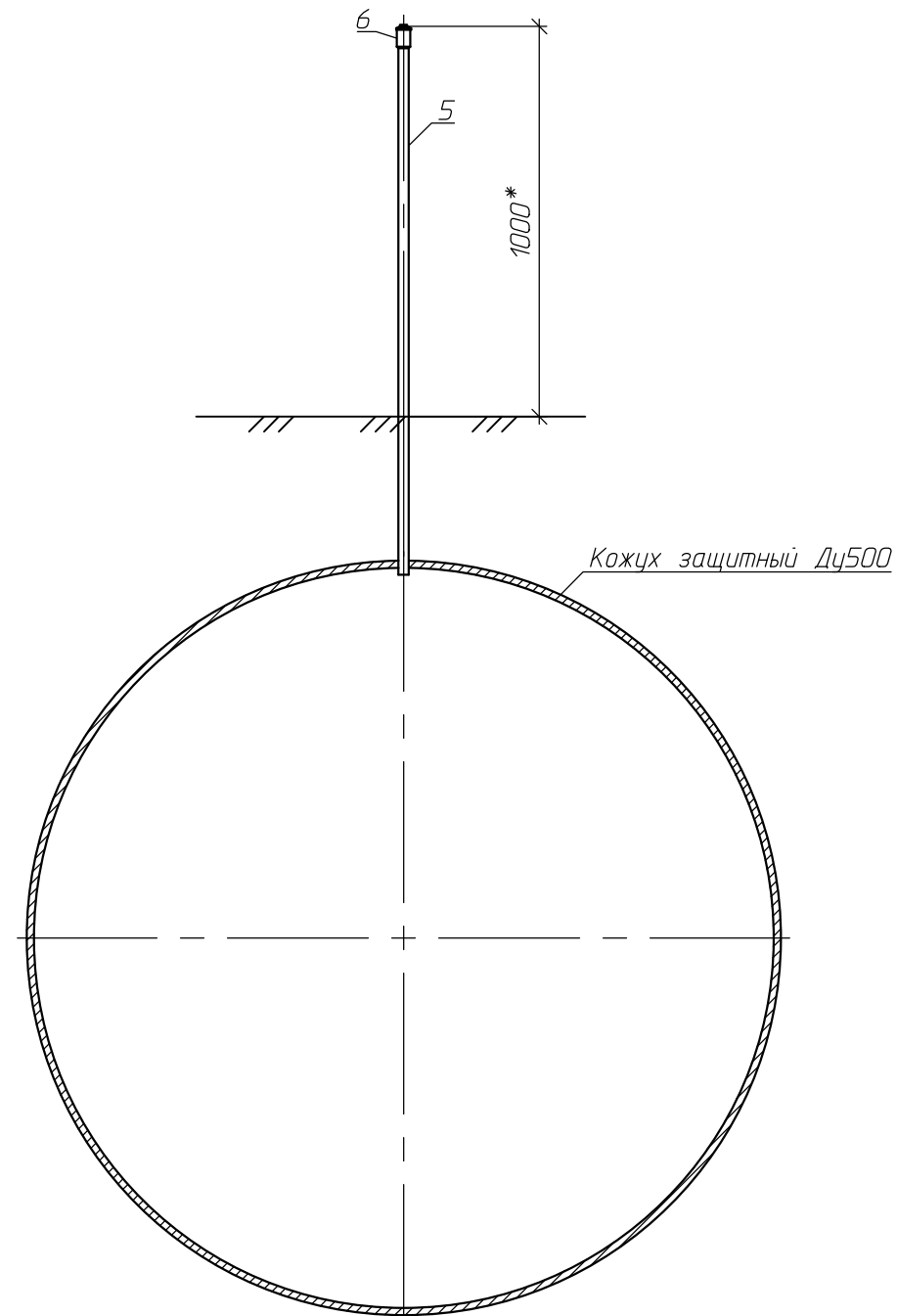
Конструкция подземного кожуха Ду500



Разрез 1-1



Контрольная трубка Ду50



1. Кольцо предохранительное установить на монтажный коврик, выполненный из двух слоев защитной обертки полиэтиленовой.
2. Наружную кромку на защитных кожухах притупить.
3. Сварные стыки подземных частей трубопроводов изолировать термоусаживающимися манжетами.
4. * - размер уточнить по месту;
5. Надземную часть трубки необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилатуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
6. Подземные трубы, фитинги и стыки Ду50 покрыть праймером, лентой полиэтиленовой изоляционной в 2 слоя, оберткой полиэтиленовой для защиты изоляции в 1 слой.
7. Материалы поз. 5 и 6 учтены для установки контрольной трубки.

Спецификация

Марка, поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба стальная электросварная прямошовная 530x10 с заводским трехслойным антикоррозионным покрытием	19	128,24	м
2		Кольцо диэлектрическое полиуретановое	12	-	комплект
3		Укрытие защитное манжет герметизирующих	2	-	комплект
4		Манжета защитная герметизирующая	1	-	комплект
		в комплекте со стяжными хомутами и метизами			
5		Труба-57x6	3,1	7,55	см. прим. п. 9
6		Оголовок	1	0,4	см. прим. п. 9

Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на 1 защитный кожух

Параметры защитного кожуха

Название перехода	Параметры проектируемого кожуха			
	L, м	Границы кожуха	Кол. колец спейсеров, шт.	Тип покрытия
"Газопровод Точка 24-Точка подключения на ГРС Головные"				
А/д ДНС-К-А11	19,0	ПК1+60,4-ПК1+79,4	12	Заводское изоляционное покрытие

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г6

Газопровод "Точка 24-Точка подключения на ГРС Головные"

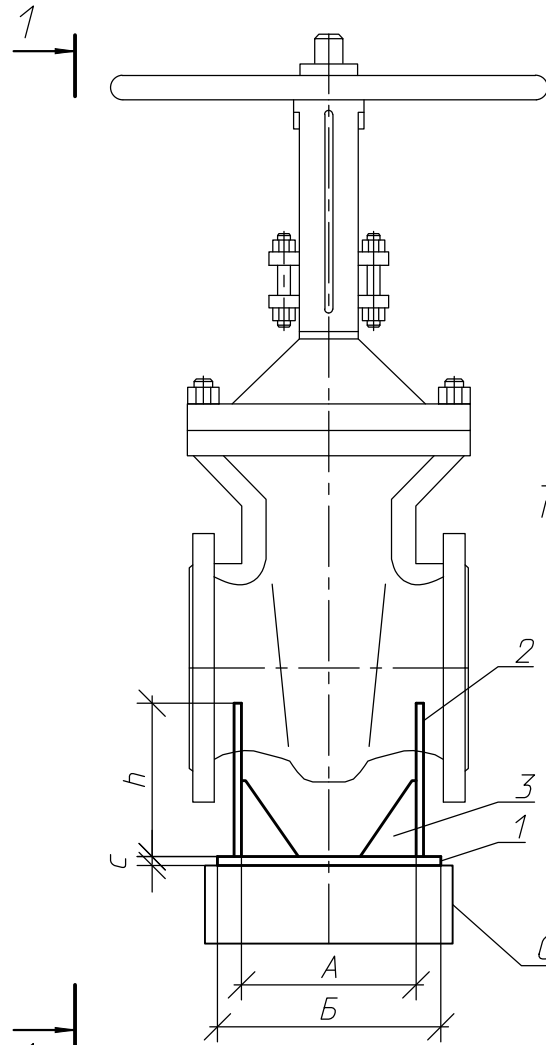
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Рыжова			12.21	П	1	1
Проверил		Новоселова			12.21			
Н. контр.		Салдаева			12.21			

Конструкция подземного кожуха Ду500. Общий вид. Разрез 1-1. Виды 1,2,3. Контрольная трубка Ду50

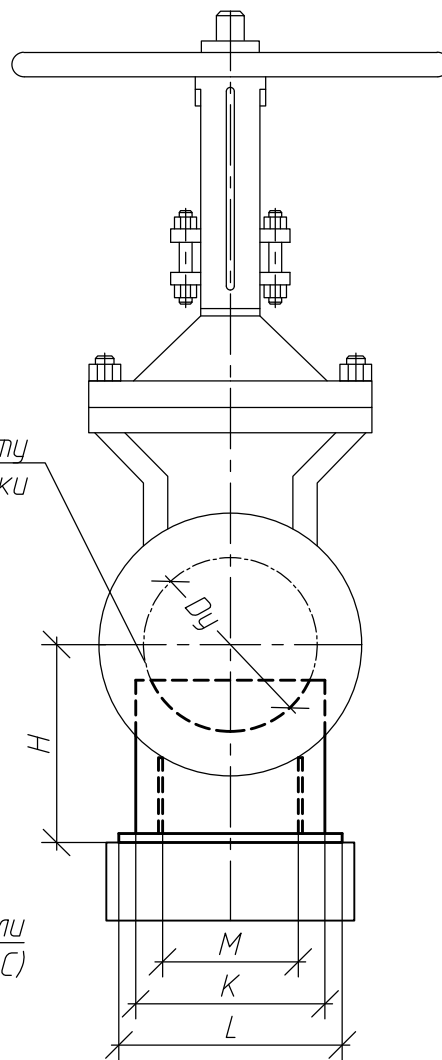
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Опора под клапан и краны шаровые

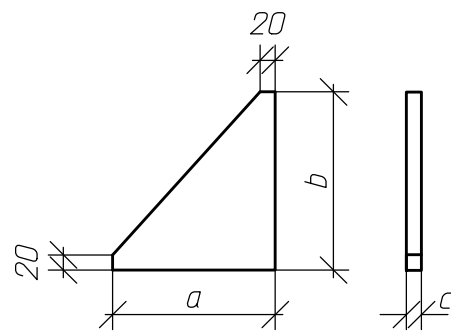
Общий вид



Разрез 1-1



Ребро (поз. 3)



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Опора под клапан Ду80	1	12.3	
1		Основание 260x240x10	1	4.9	
2		Косынка 205x180x10	2	2.9	
3		Ребро 100x50x10	4	0.4	
		Опора под кран Ду200	2	25.7	
1		Основание 340x370x10	1	9.9	
2		Косынка 260x310x10	2	6.3	
3		Ребро 140x70x10	4	0.8	
		Опора под кран Ду250	1	28.6	
1		Основание 390x370x10	1	11.4	
2		Косынка 270x310x10	2	6.6	
3		Ребро 140x90x10	4	1.0	

Конструктивные размеры

Ду	А	Б	С	Н	h	К	Л	М	а	б	с
80	190	260	10	260	205	180	240	80	50	100	10
200	280	340	10	360	260	310	370	150	70	140	10
250	330	390	10	380	270	310	370	150	90	140	10

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г7

Газопровод "Точка 24-Точка подключения на ГРС Головные"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Рыжова		<i>[Signature]</i>	12.21	П		1
Проверил		Новоселова		<i>[Signature]</i>	12.21			
Н. контр.		Салдаева		<i>[Signature]</i>	12.21	Опора под клапан и краны шаровые. Общий вид. Разрез 1-1. Ребро (поз.3)		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

1. Конструкция опоры - сварная, катет шва 8 мм. Использовать электроды Э-42.
2. Опоры покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
3. Площадь окрашиваемой поверхности одной опоры под клапан Ду80 - 0,32 м², под кран Ду200 - 0,62 м², под кран Ду250 - 0,72 м².

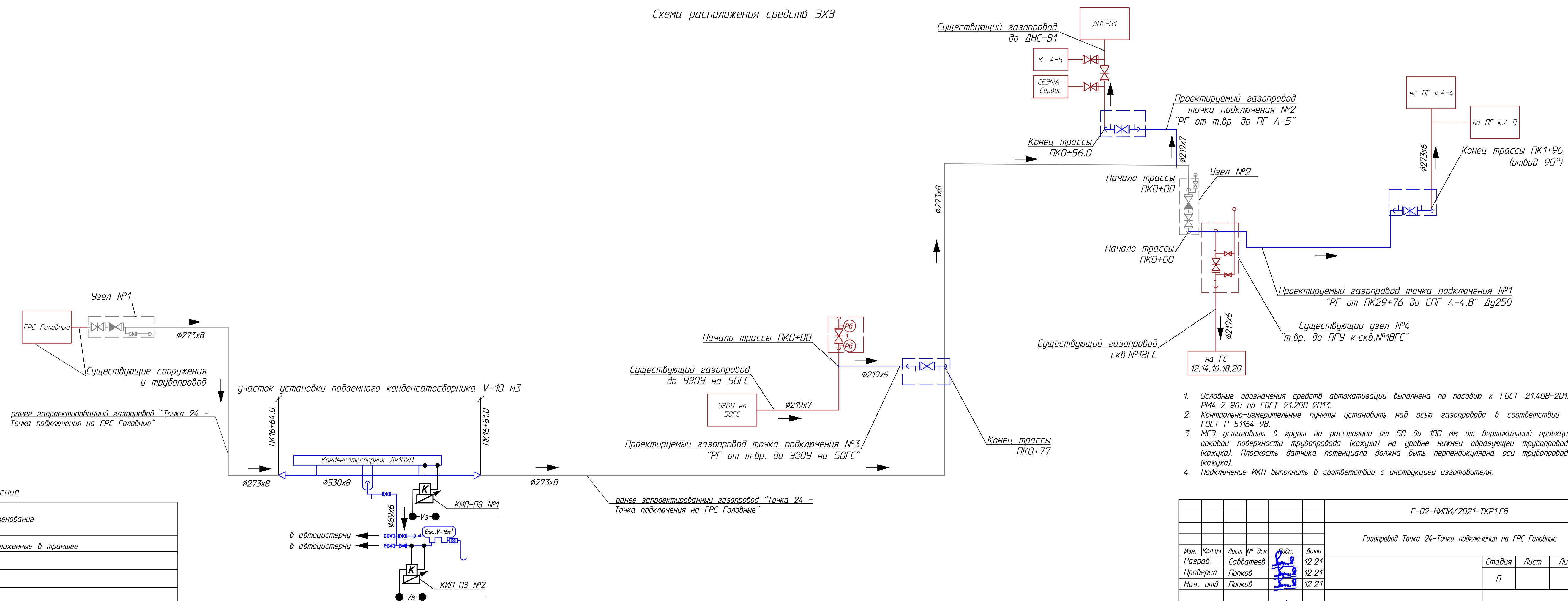
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл

Схема расположения средств ЭХЗ



1. Условные обозначения средств автоматизации выполнена по пособию к ГОСТ 21.408-2013 РМ4-2-96; по ГОСТ 21.208-2013.
2. Контрольно-измерительные пункты установить над осью газопровода в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.
3. МСЭ установить в грунт на расстоянии от 50 до 100 мм от вертикальной проекции доковой поверхности трубопровода (кожуха) на уровне нижней образующей трубопровода (кожуха). Плоскость датчика потенциала должна быть перпендикулярна оси трубопровода (кожуха).
4. Подключение ИКП выполнить в соответствии с инструкцией изготовителя.

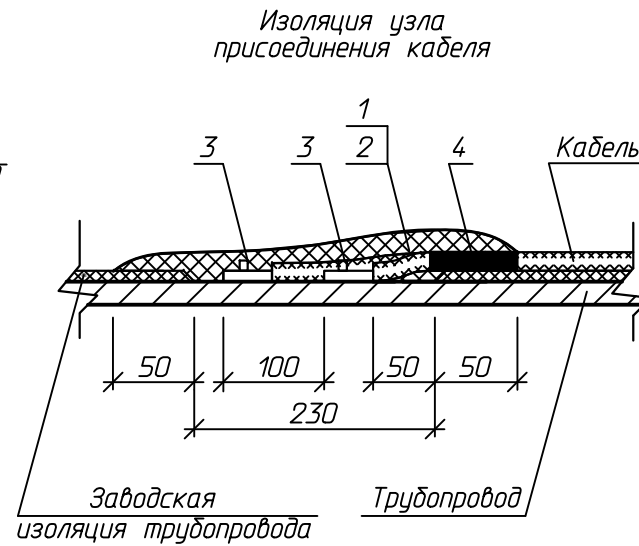
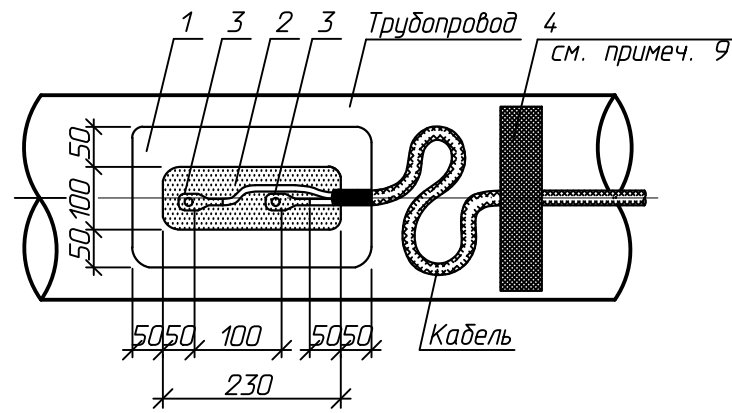
Условные обозначения

Обозначение	Наименование
-Vз — Vз —	Кабели электрохимической защиты проложенные в траншее
К	Контрольно-измерительный пункт
□	Блок совместной защиты
●	Протекторная установка

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.ГВ					
Газопровод Точка 24-Точка подключения на ГРС Головные					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Савватеев		[Подпись]	12.21
Проверил		Попков		[Подпись]	12.21
Нач. отд		Попков		[Подпись]	12.21
Н. контр.		Салдаева		[Подпись]	12.21
				Стадия	Лист
				П	1
Схема расположения средств ЭХЗ				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

Узел присоединения выводов ЭХЗ к трубопроводу

Присоединение кабеля электрохимзащиты к трубопроводу с полиэтиленовым изоляционным покрытием



Изоляция узла термоусаживающейся армированной лентой Терма-Р

1. С поверхности трубы удалить полиэтиленовое покрытие трубы на участке 230x100 мм и зачистить до металлического блеска (до степени не ниже 3 по ГОСТ 9.402-2004) с последующей протиркой уайт-спиритом.
2. С концов жил кабеля снять изоляцию на длину обжима кабельного наконечника. Кабель подводится к участку подсоединения с большой петлей и крепится на трубе лентой Терма-Р. Присоединение кабеля непосредственно к трубе выполнить конденсаторной сваркой с использованием клеммы ЭХЗ-КТС и установки контактной точечной сварки ЭХЗ-КТС.
3. Изоляцию места разделки кабеля при приварке его к трубопроводу выполнить с помощью термоусаживаемой трубки ТУТнг в соответствии с технологией поставщика.
4. Сварку выполнять согласно инструкции по эксплуатации установки контактной точечной сварки ЭХЗ-КТС.
5. Место сварки запрещается располагать в зонах поврежденных коррозией, на сварных швах, а так же ближе 100 мм от них. Вырезать из ленты Терма-Р заплату с размерами, обеспечивающими перекрытие изолируемого участка, не менее, чем на 50 мм по периметру. Углы заплаты скруглить.
6. Нагреть газовой горелкой место изолирования приварок до температуры 85-95°C и нанести ремонтный наполнитель Терма-РЗ на стальную поверхность трубы, предварительно подложив под кабель и на него полоски наполнителя. Нагреть наполнитель и равномерно выровнять шпателем.
7. Установить ленту Терма-Р на изолируемую поверхность, подогрев слой клея газовой горелкой. Прикатать ленту Терма-Р термостойким роликом. Нагреть защитный полиэтиленовый слой Терма-Р газовой горелкой до выделения армирующей сетки (не допуская перегрева) и прикатать термостойким роликом до удаления пузырьков воздуха, при этом необходимо добиться выдавливания клея из-под ленты по всему периметру. Общая толщина покрытия над местами должна соответствовать существующему покрытию.
8. После окончания работ места приварки проверить искровым дефектоскопом напряжением не менее 5 кВ/мм защитного покрытия трубы.
9. Монтажную ленту для фиксации кабеля к трубе изготовить из отрезка ленты термоусаживающейся ТЕРМА-Р с размерами 50x200 мм.
10. Спецификация представлена для изоляции одного узла присоединения кабельного вывода ЭХЗ.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Лента "ТЕРМА-Р" 225x1,4			
2		Лента "ТЕРМА-РЗ" 100x2,0			
3		Клемма ЭХЗ-КТС (4-10)			
4		Трубка термоусаживаемая ТУТнг			
		20/10			
5	ГОСТ 3134-78	Уайт-спирит			
6	БНИ-IV-3, ГОСТ 9812-74	Битум нефтяной изоляционный			

Согласовано

Взам. инж. №

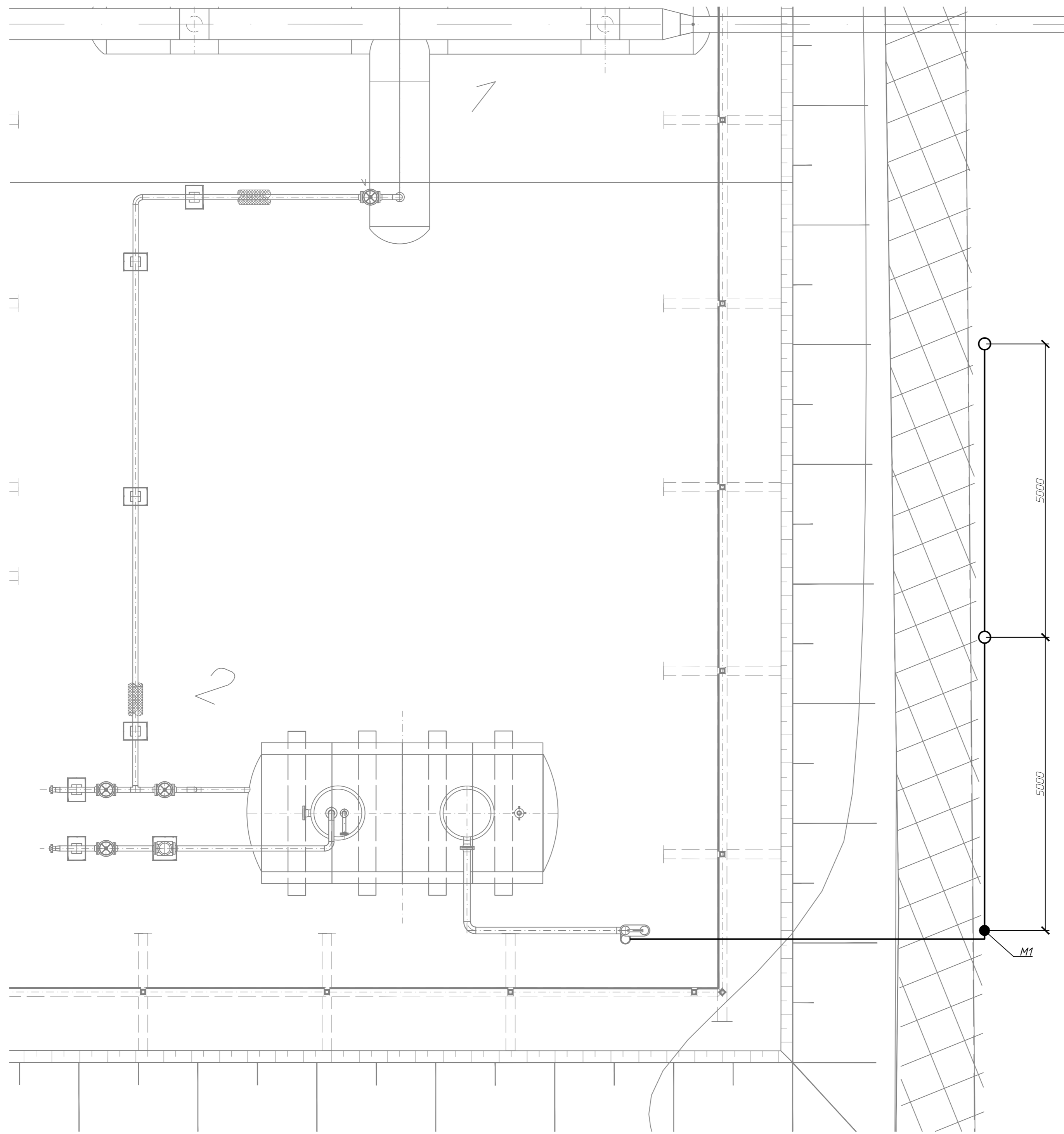
Подп. и дата

Инв. № подл.

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г9

Газопровод Точка 24-Точка подключения на ГРС Головные

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Савватеев			12.21	П		1
Проверил		Попков			12.21			
Нач. отд.		Попков			12.21			
Н. контр.		Салдаева			12.21	Узел присоединения выводов ЭХЗ к трубопроводу		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"



Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
—NЭ—	Кабельная эстакада
○	Вертикальный заземлитель 5,0 м
-----	Горизонтальный заземлитель, прокладываемый в траншее

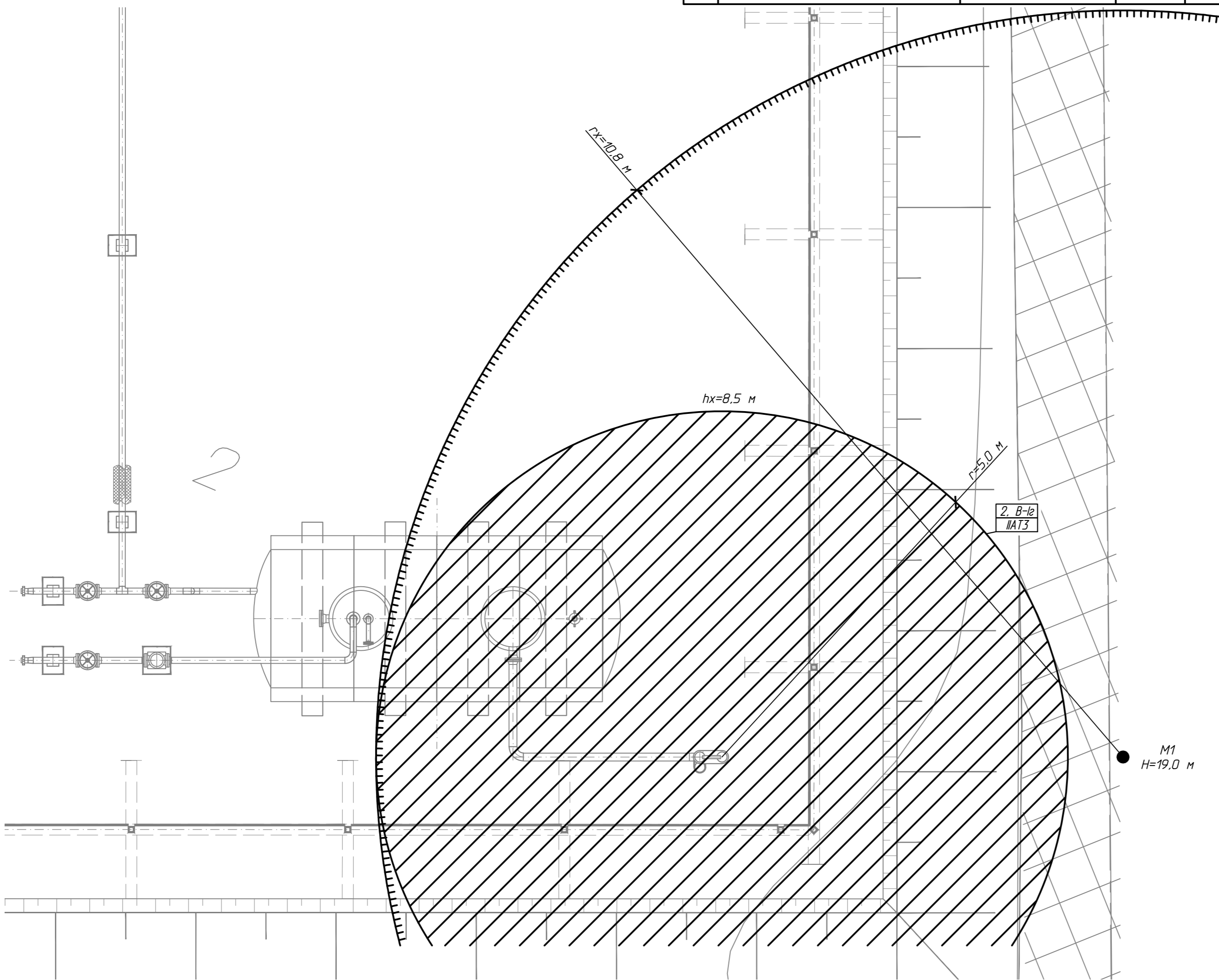
1. В качестве естественного заземлителя используются свайные поля зданий, сооружений и эстакад из металлических свай. В дополнении к нему предусмотрено искусственное заземляющее устройство, состоящее из вертикальных электродов (круг $\phi 18$ мм оцинкованный, длиной 5,0 м) и горизонтального заземлителя (полоса 5x40 мм оцинкованная), проложенного на глубине 0,7 м от планировочной отметки земли.
2. В целях защиты от проявлений статического электричества заземлению подлежат наземные трубопроводы через каждые 200 м и дополнительно на каждом ответвлении с присоединением каждого ответвления к заземлителю в соответствии с "Руководством по безопасности экологическому, технологическому и атомному надзору от 26.12.2012 г. №777.
3. Электрооборудование, устанавливаемое на эстакаде, подлежит заземлению.
4. Заземление кабельных лотков и электроприемников выполнить при помощи провода ПугВ 1x6.
5. Автоцистерну, находящуюся под наливом и сливом горячих и взрывопожароопасных жидкостей, присоединить к заземляющему устройству гибким заземляющим проводником сечением не менее 6 мм².
6. Выполнить восстановление цинкового слоя контура заземления после монтажа (сварочных работ).

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г10				
Газопровод "Точка 24 - Точка подключения на ГРС Головные"				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.
Разраб.	Юценко	12.20		
Проверил	Попков	12.20		
Нач.отд.	Попков	12.20		
Н. контр.	Салдаева	12.20		
			Стадия	Лист
			П	1
			План заземления. М 1:50	
			ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

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

Таблица расчета молниезащиты

№ на плане	Наименование зданий и сооружений, подлежащих молниезащите	Категория защиты зданий и сооружений от прямых ударов молнии и их последствий по СО 153-34.21.122-2003	Исходные данные						Принято				
			Конструктивные данные зданий и сооружений						Уровень надежности защиты от ПУМ	Зона защиты от воздействия молнии	Средства молниезащиты		
			Материал стен и крыши	Толщина металла крыши, мм	Высота зданий и сооружений, Нх, м	Дыхательные трубки, свечи					Стержневой молниеотвод (прожекторная мачта с молние-приемником), Н, м	Высота зоны защиты, Нх, м	Радиус зоны защиты, Гх, м
	Ёмкость дренажная	III	-	-	-	6	да	да	0,9	0а	19	8,5	10,8



Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
	Зона защиты
	Взрывоопасная зона класса В-1г по ПУЭ, подлежащая молниезащите

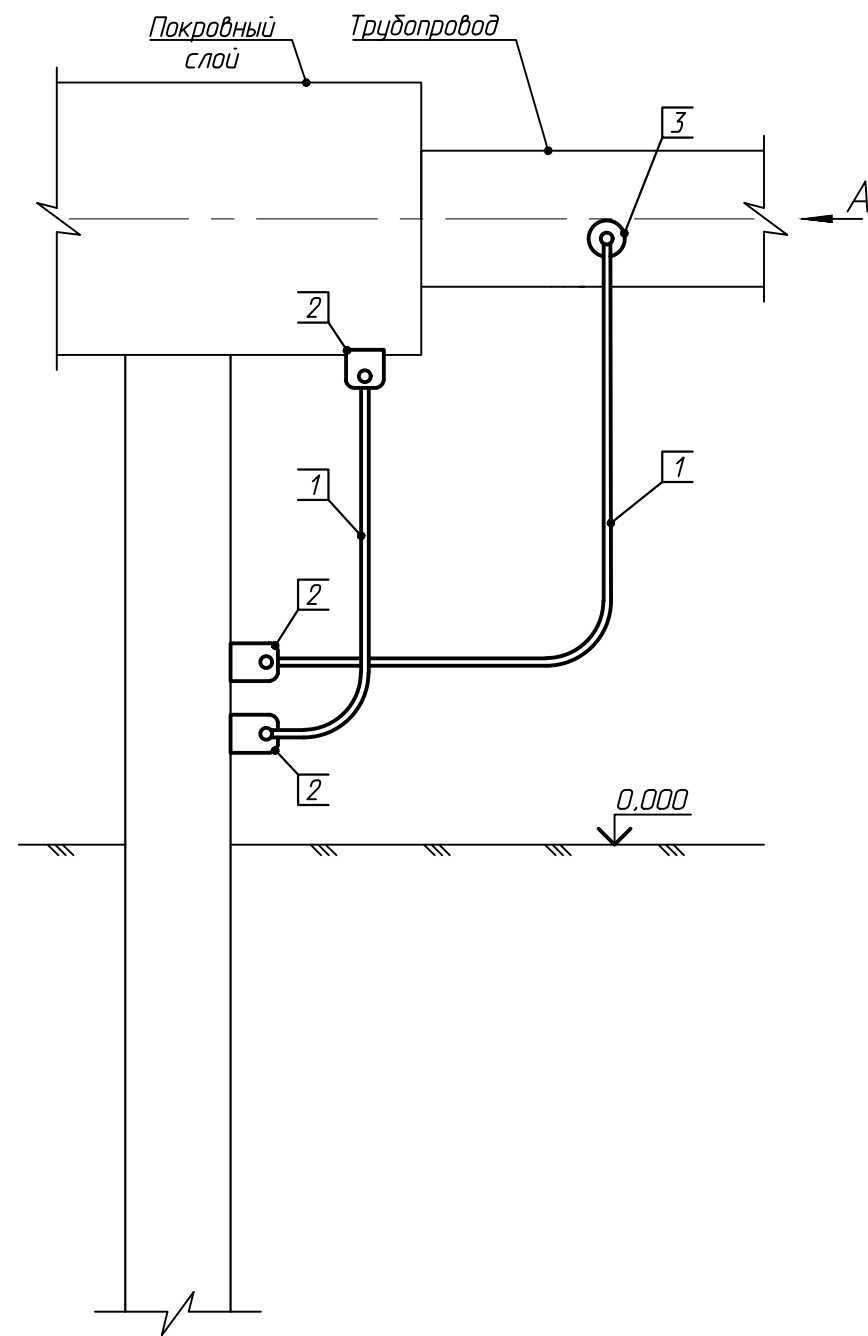
- Молниезащита проектируемых объектов выполнена согласно СО 153-34.21.122-2003 и РД 34.21.122-87.
- По устройству молниезащиты проектируемые объекты в основном относятся к специальным объектам, представляющим опасность для непосредственного окружения.
- В качестве естественных молниеприемников и токоотводов используются металлоконструкции проектируемых зданий и сооружений.
- Защита от прямых ударов молнии дыхательных клапанов емкостей, продувных свеч, оборудованных колпаками или "гусаками", а также пространства над ними, ограниченные цилиндром высотой 2.5 м и радиусом 5.0 м, выполняется молниеотводом М1 высотой 19 м.
- Уровень надежности защиты от ПУМ - 0,9.

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г11							
Газопровод "Точка 24 - Точка подключения на ГРС Головные"							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Юценко			12.20		
Проверил		Попков			12.20		
Нач.отд.		Попков			12.20		
Н. контр.		Салдаева			12.20		
					Стадия	Лист	Листов
					П		1
					План молниезащиты. М 1:50		
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		

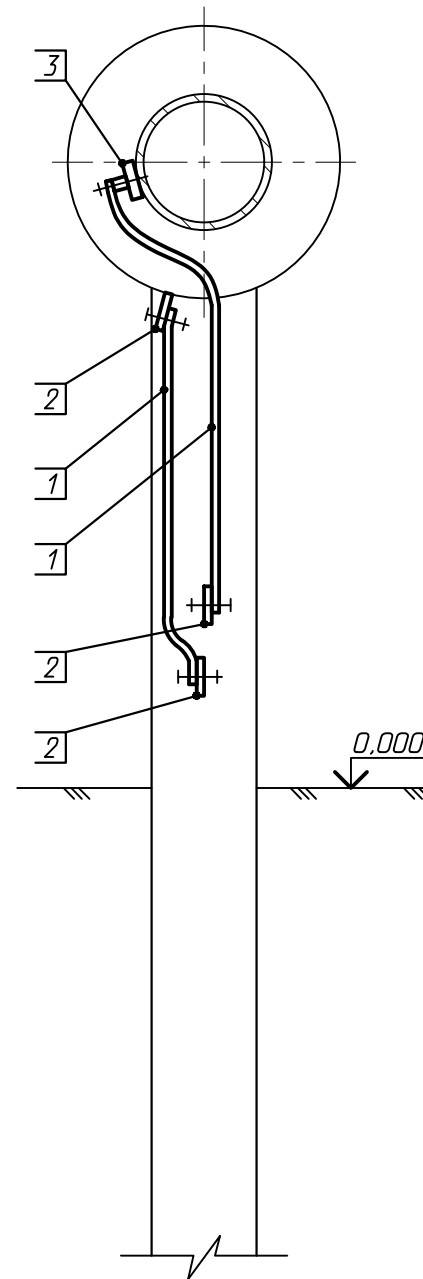
Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	zeta11115	Гибкая перемычка стальная 35 кв. мм ПГС 35-560 У2,5	2	0,230	
2	zeta11125	Флажок стальной оцинкованный Ф35 У2,5	3	0,01	
3	000 "Юртэкс+"	Патрон для пайки с резьбой М8 для установки в ПКВ Менделеевец SAFE 10381	1	0,028	
4	000 "Юртэкс+"	Керамический изолятор, 12 мм SAFE 2012	1	0,01	
5	ТУ 2245-024-82119587-2007	Термоусаживающаяся лента толщина 1,4 мм, ширина 225 мм, Терма-Р, м	1	0,24	
6	ТУ 2245-024-82119587-2007	Термоусаживающаяся лента толщина 2,0 мм, ширина 100 мм, Терма-Р3, м	1	0,2	
7	ЗАО "ДКС", арт. СМ020825	Болт оцинкованный, М8х25	3	0,014	
8	ЗАО "ДКС", арт. СМ110800	Гайка оцинкованная, М8	4	0,008	

Узел присоединения трубопровода к опоре трубопровода



Вид А



1. Длина сварного шва должна быть не менее 6d, высота шва - не менее 4 мм.
2. Поверхность трубопровода предварительно зачистить для обеспечения металлического контакта с заземляющим проводником. После монтажа при необходимости восстановить защитный слой.
3. Присоединение при необходимости возможно выполнить к ближайшему заземляющему устройству.
4. Спецификация дана на одно присоединение трубопровода, в данном проекте таких присоединений - 6 компл.

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г12

Газопровод «Точка 24 - Точка подключения на ГРС Головные»

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Юценко		<i>[Signature]</i>	12.20	П		1
Проверил		Попков		<i>[Signature]</i>	12.20			
Нач.отд.		Попков		<i>[Signature]</i>	12.20			
Н. контр.		Салдаева		<i>[Signature]</i>	12.20	Узел присоединения трубопровода к заземляющему устройству		000 "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

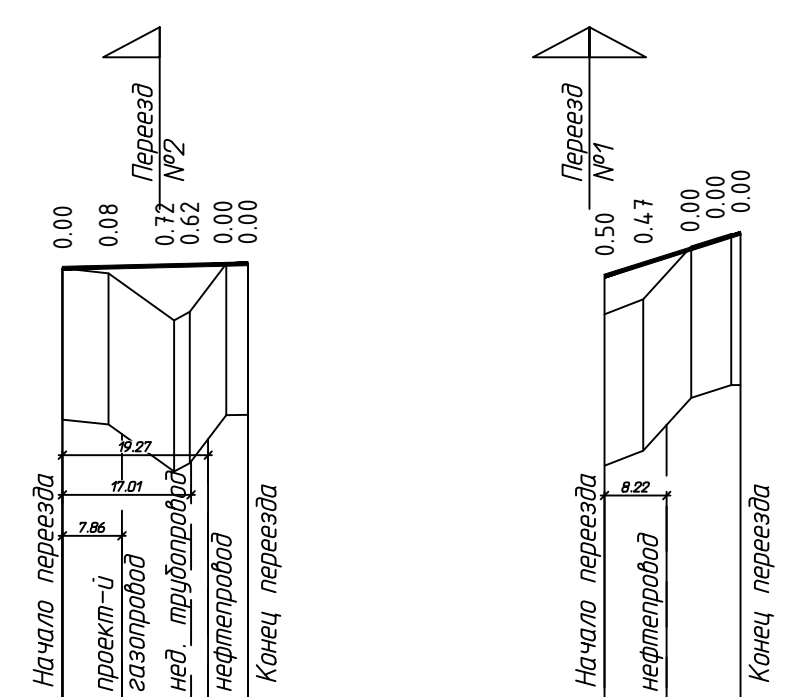
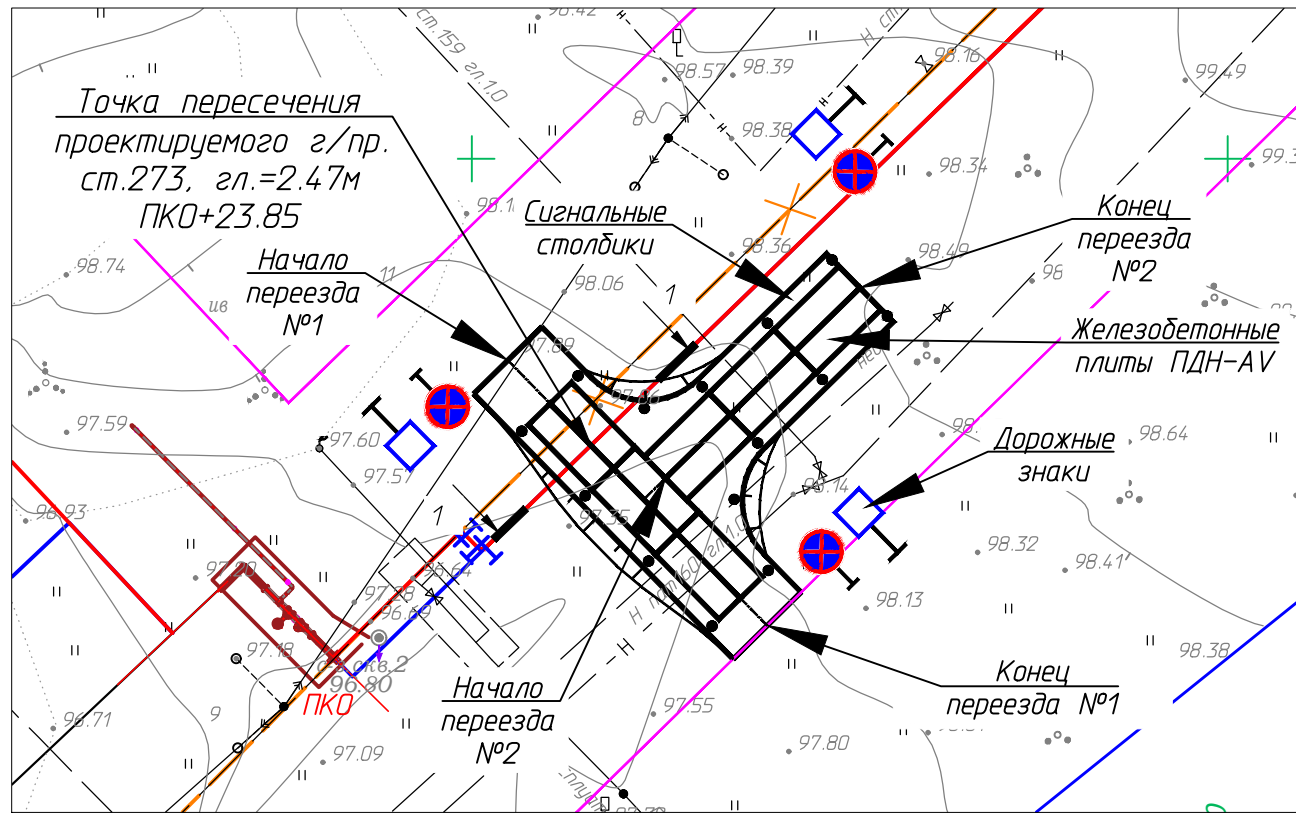
Инв. № подл.

Переезд через проектируемый газопровод в районе точки подключения №1 (ПК0+23.85).
М 1:500

Продольные профили

Переезд №1

Переезд №2

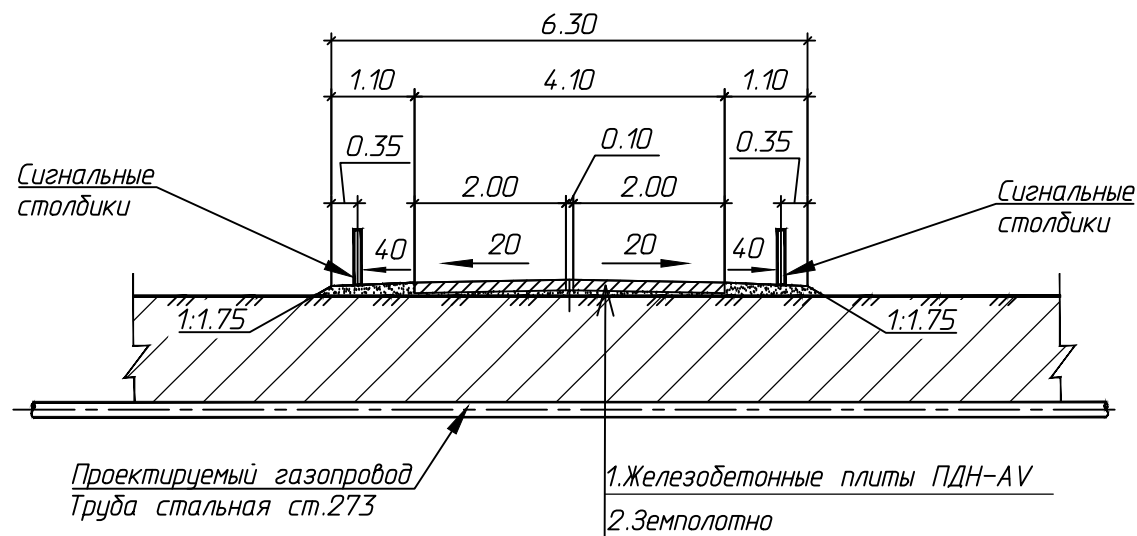


М 1:1000 - по горизонтали
М 1:100 - по вертикали

Проектные данные	Уклон, о/оо, вертикальная кривая, м		
		2.43	24.53
Фактические данные	Отметка оси проезжей части, м		
	97.88	97.89	97.91
	97.81	97.19	97.30
	97.81	97.94	97.94
	97.81	97.94	97.94
Расстояние, м		6.08	

Проектные данные	Уклон, о/оо, вертикальная кривая, м		
		31.67	18
Фактические данные	Отметка оси проезжей части, м		
	97.91	98.07	98.30
	97.41	97.60	98.30
	97.41	98.47	98.47
	97.41	98.47	98.47
Расстояние, м		5.14	

Разрез 1-1



Условные обозначения

- Проектируемый газопровод
- граница ППТ

Примечания

- 1 Система координат - СК-63
- 2 Система высот Балтийская - 1977 г.
- 3 Сплошные горизонталы проведены через 0.5 м
- 4 Согласно п. 10.3.4 СП 36.133030.2012 расстояние от верхней образующей трубопровода до верха покрытия переезда должно быть не менее 1.40 м.

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г13

Газопровод "Точка 24-Точка подключения на ГРС Головные"

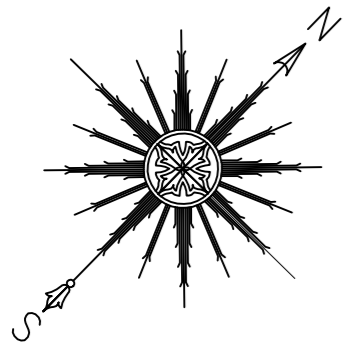
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.						П		1
Рук. гр.	Солодовников							
Нач.отдела	Демичева							
Н. контр	Салдаева					Переезд через проектируемый газопровод в районе точки подключения №1 (ПК0+23.85). План. М 1:500		

Согласовано

Взам. инв. №

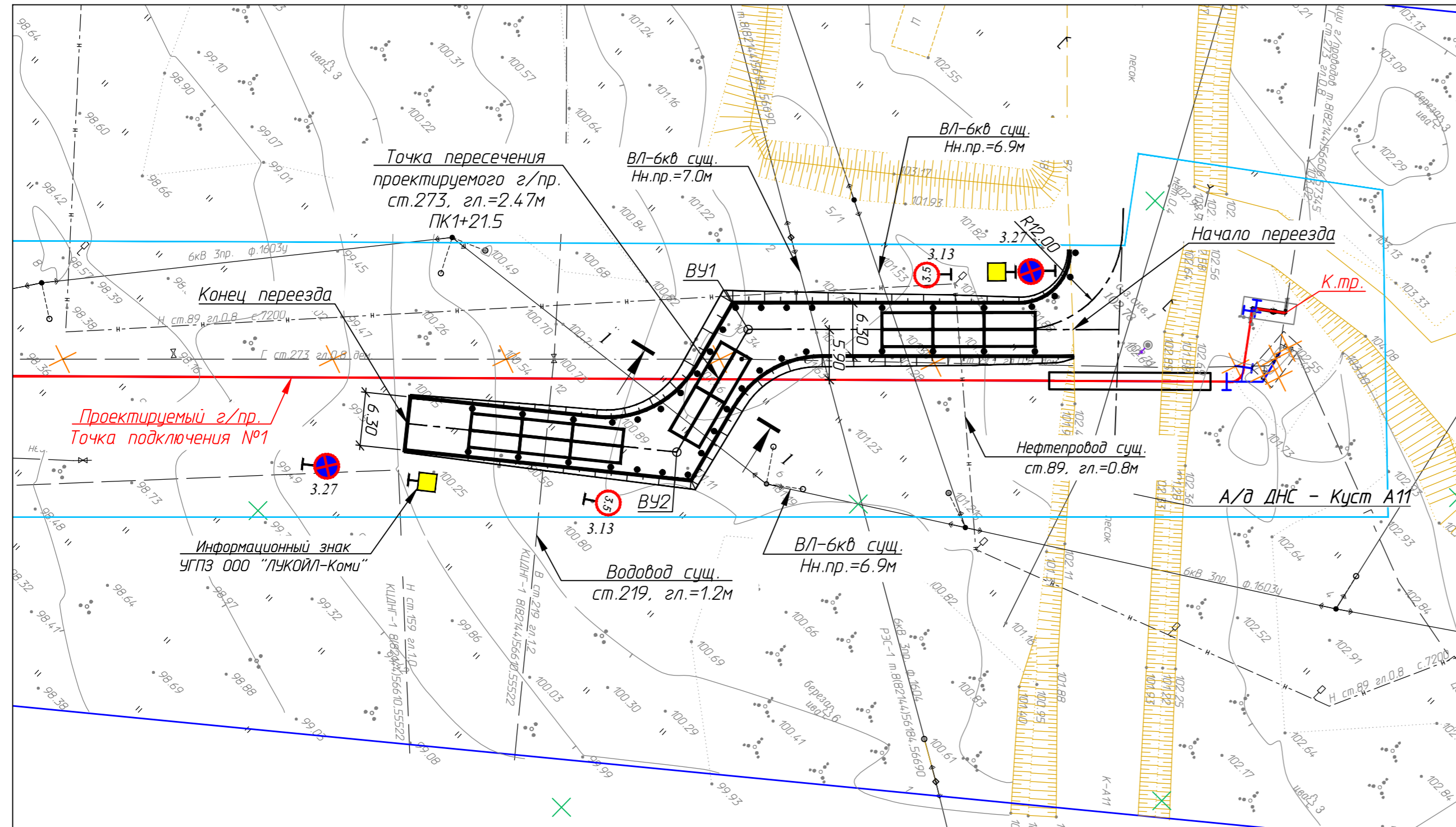
Подп. и дата

Инв. № подл.

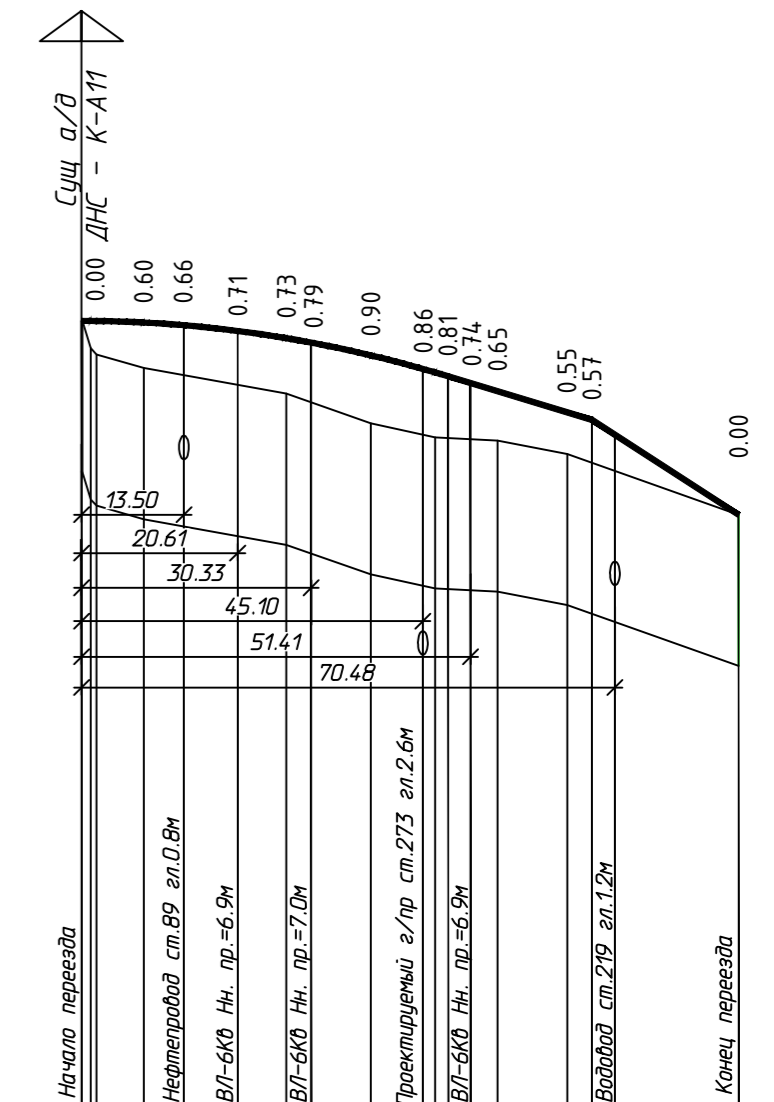


Республика Коми
МО ГО "Усинск"
Усинское нефтяное месторождение

Переезд через проектируемый газопровод в районе точки
подключения №1 (ПК1+21.5).
М 1:500



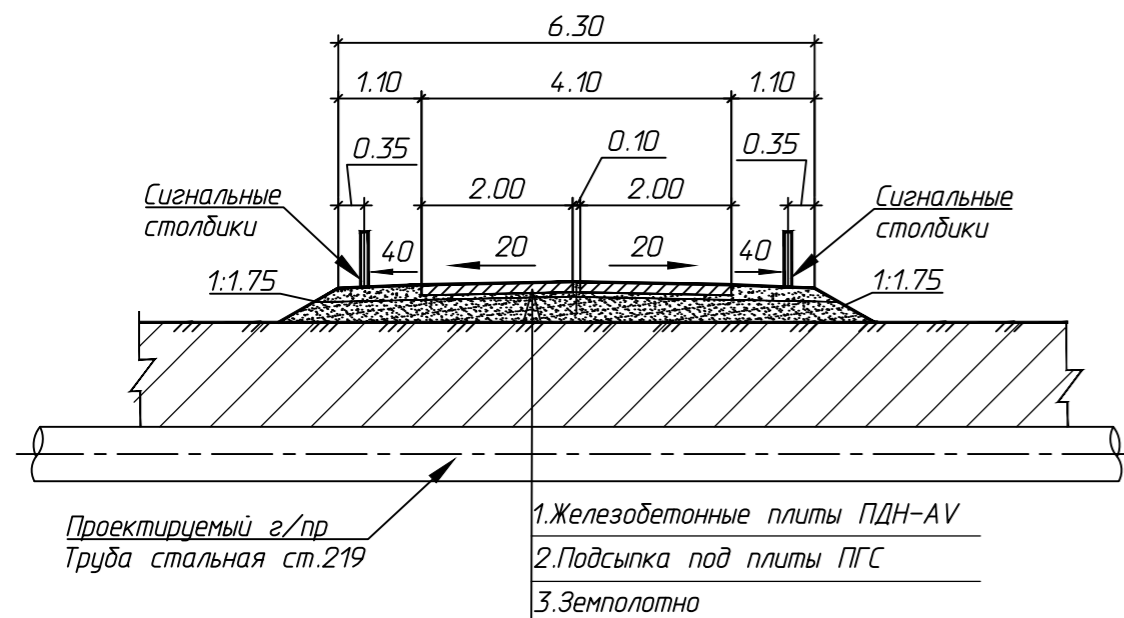
Продольный профиль



М 1:1000 - по горизонтали
М 1:100 - по вертикали

Проектные данные	Уклон, о/оо, вертикальная кривая, м		R=1602 K=4.8.50		30		65									
	Отметка оси проезжей части, м															
Фактические данные	Отметка земли, м	(102.57)	101.94	101.85	101.72	101.60	101.49	101.21	101.06	101.02	101.00	100.98	100.81	100.69	100.59	(100.00)
	Расстояние, м		6.26	18.86	11.19	8.51	8.24	9.23	22.65							

Разрез 1-1



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Трасса проектируемого газопровода
	Плиты ж/б ПДН-АВ
	Дорожные знаки
	Сигнальные столбики
	Граница ППТ
	Демонтаж

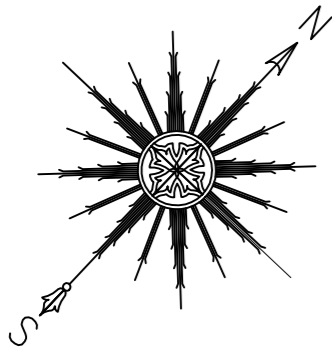
Примечание:

- "Все работы в охранной зоне действующего газопровода производить после получения от Усинского ГПЗ ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" "Разрешения на проведение работ в охранной зоне газопровода" в соответствии с планом производства работ (ППР) согласованного с Усинским ГПЗ. ВСН-51-1-80 "Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах МГ".
- ППР и проектное решение по пересечению действующего газопровода требуется согласовать с Усинским ГПЗ за 10 дней до начала работ.
- Строительные работы по прокладке трубопровода при пересечении осуществлять в присутствии представителя Усинского ГПЗ ООО "ЛУКОЙЛ-Коми".
- Оповещение о начале строительных работ должно быть получено Усинским ГПЗ не менее чем за 5 дней до начала работ.

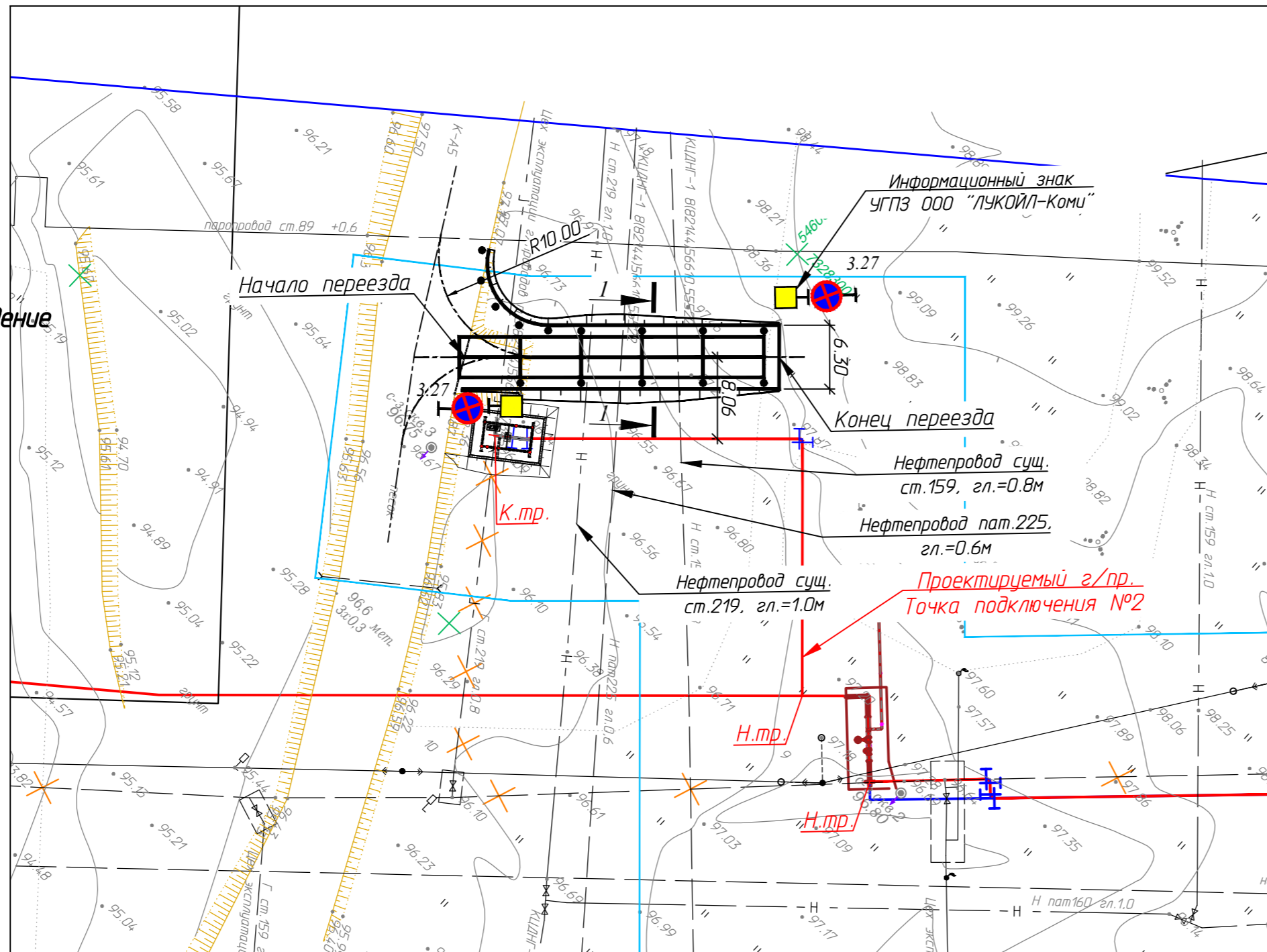
Согласно п.10.3.4 СП 36.133030.2012 расстояние от верхней образующей трубопровода до верха покрытия переезда должно быть не менее 1.40 м.

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г14							
Газопровод "Точка 24-Точка подключения на ГРС Голодные"							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.							
Инж.кат.	Царева						
Нач.отдела	Демичева						
Н. контр	Салдаева						
Переезд через проектируемый газопровод в районе точки подключения №1 (ПК1+21.50). План, М 1:500					Стадия	Лист	Листов
					П		1
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"							

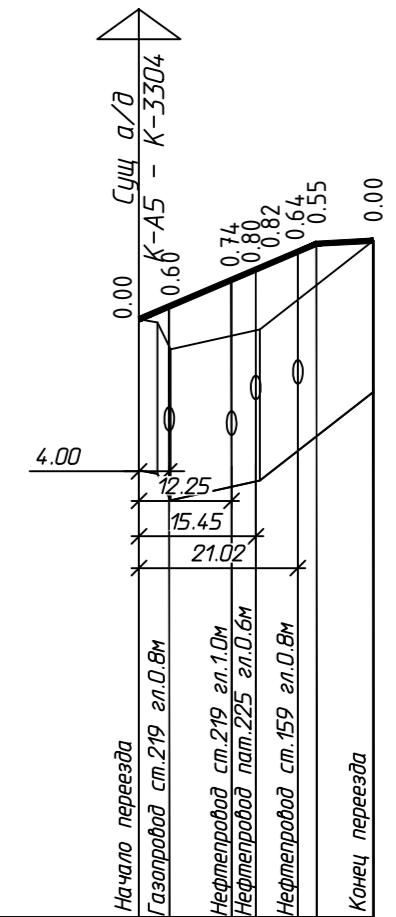
Переезд через существующие коммуникации в районе точки подключения №2.
М 1:500



Республика Коми
МО ГО "Усинск"
Усинское нефтяное месторождение



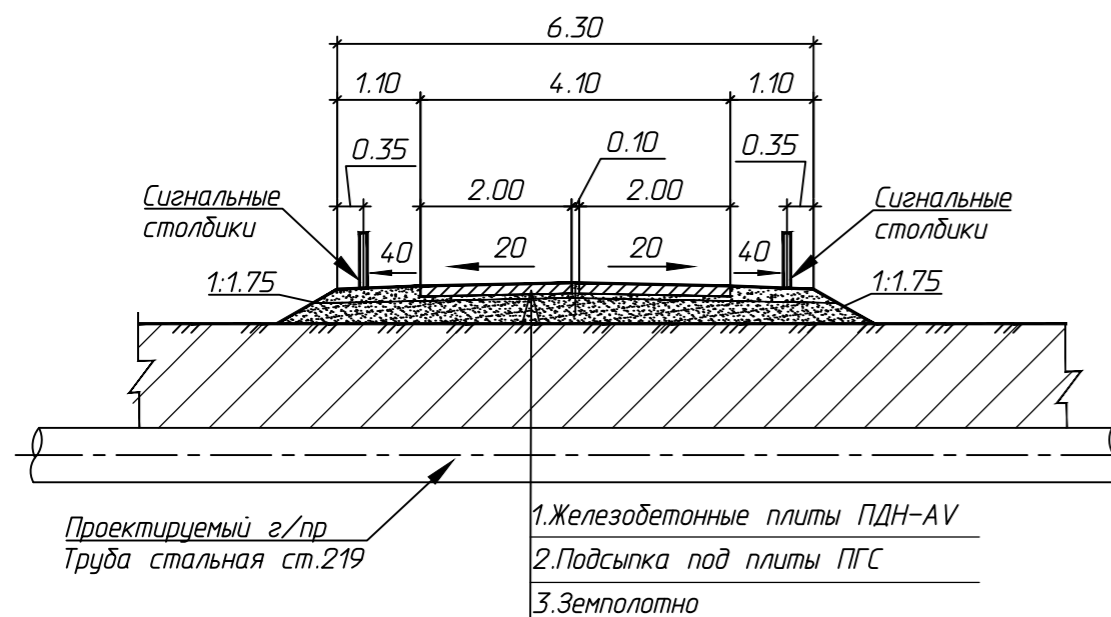
Продольный профиль



М 1:1000 - по горизонтали
М 1:100 - по вертикали

Проектные данные	Уклон, о/оо, вертикальная кривая, м	43	5
	Отметка оси проезжей части, м	96.92	97.96
Фактические данные	Отметка земли, м	96.92	97.96
	Расстояние, м	11.81	15.02

Разрез 1-1



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Трасса проектируемого газопровода
	Плиты ж/б ПДН-АУ
	Дорожные знаки
	Сигнальные столбики
	Граница ППТ
	Демонтаж

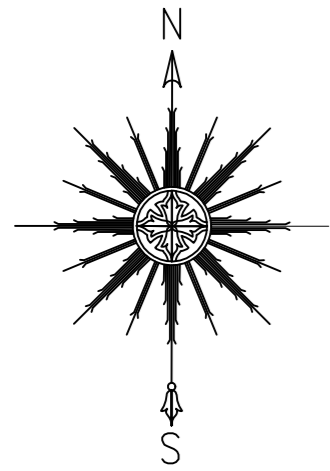
Примечание:

- Все работы в охранной зоне действующего газопровода производить после получения от Усинского ГПЗ ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" "Разрешения на проведение работ в охранной зоне газопровода" в соответствии с планом производства работ (ППР) согласованного с Усинским ГПЗ. ВСН-51-1-80 "Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах МГ".
- ППР и проектное решение по пересечению действующего газопровода требуется согласовать с Усинским ГПЗ за 10 дней до начала работ.
- Строительные работы по прокладке трубопровода при пересечении осуществлять в присутствии представителя Усинского ГПЗ ООО "ЛУКОЙЛ-Коми".
- Оповещение о начале строительных работ должно быть получено Усинским ГПЗ не менее чем за 5 дней до начала работ.

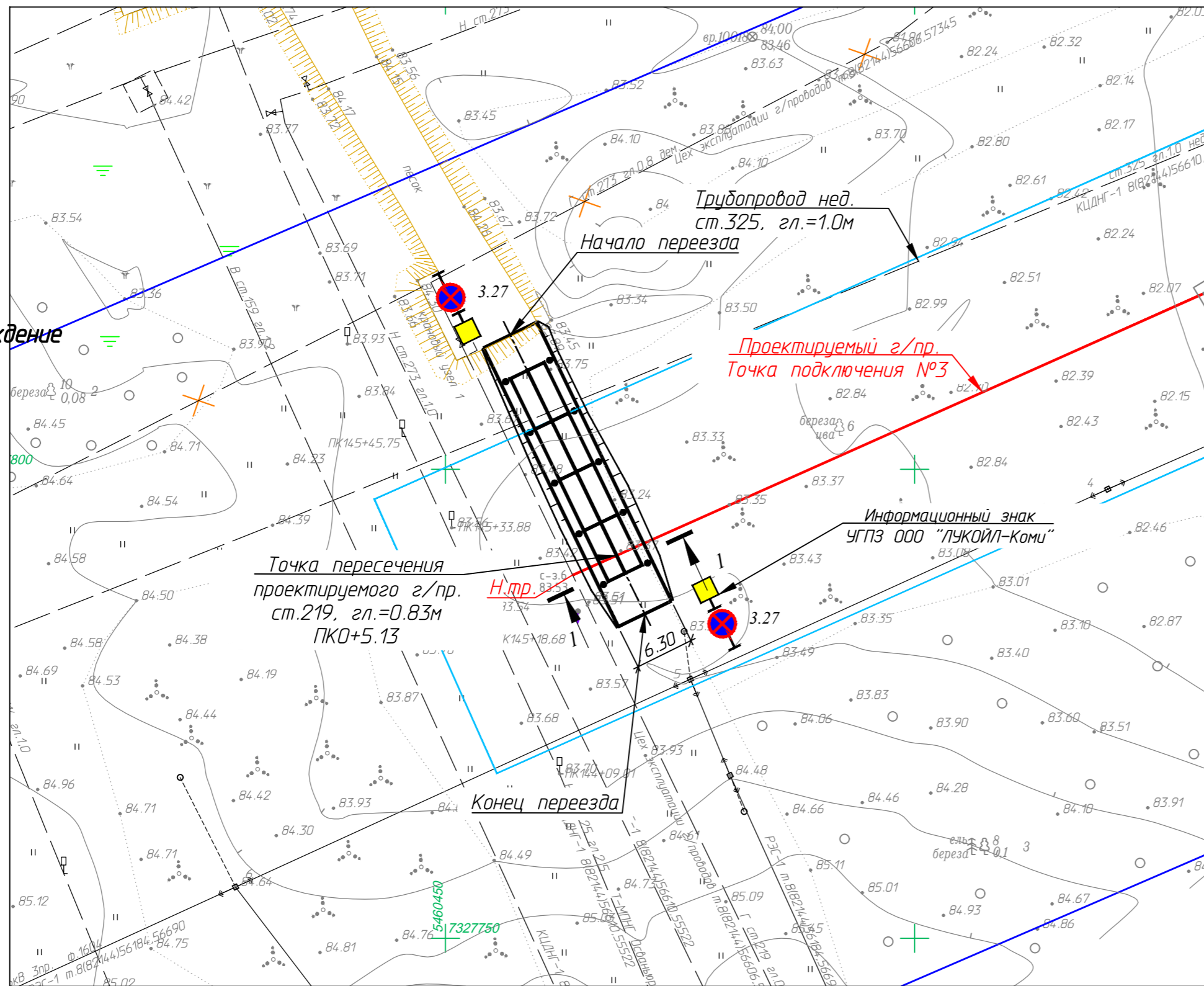
Согласно п.10.3.4 СП 36.133030.2012 расстояние от верхней образующей трубопровода до верха покрытия переезда должно быть не менее 1.40 м.

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г15				
Газопровод "Точка 24-Точка подключения на ГРС Голодные"				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.
Разраб.				
Инж.кат.	Царева			
Нач.отдела	Демичева			
Н. контр	Салдаева			
			Стадия	Лист
			П	1
			ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

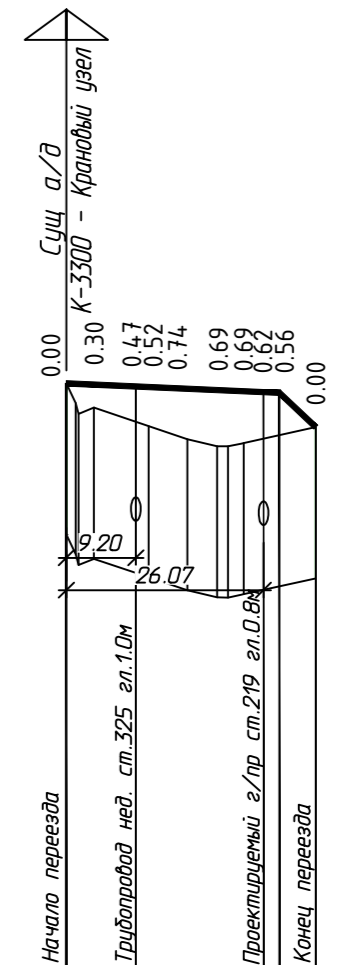
Переезд через проектируемый газопровод в районе точки подключения №3.
М 1:500



Республика Коми
МО ГО "Усинск"
Усинское нефтяное месторождение



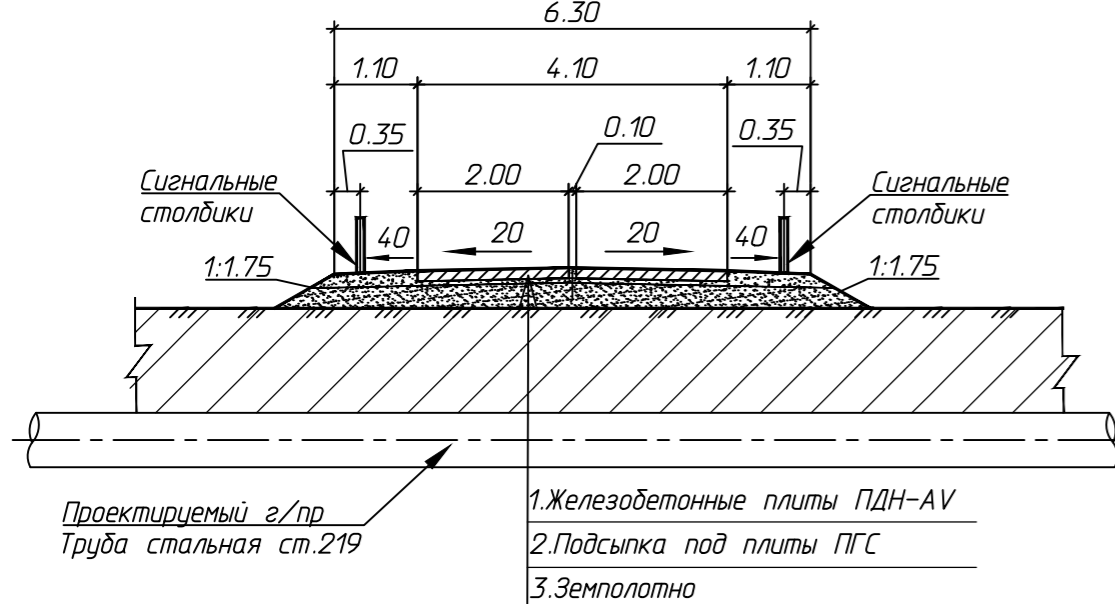
Продольный профиль



М 1:1000 - по горизонтали
М 1:100 - по вертикали

Проектные данные	Уклон, о/оо, вертикальная кривая, м	28.19	4
	Отметка оси проезжей части, м	84.10 84.08 84.07 84.03	84.01 84.00 83.99 83.54
Фактические данные	Отметка земли, м	84.11 83.80 83.61 83.55 83.29	84.01 83.33 83.33 83.33 83.33
	Расстояние, м	7.23	5.10 3.11 9.54

Разрез 1-1



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Трасса проектируемого газопровода
	Плиты ж/б ПДН-АВ
	Дорожные знаки
	Сигнальные столбики
	Граница ППТ
	Демонтаж

- Примечание:
- "Все работы в охранной зоне действующего газопровода производить после получения от Усинского ГПЗ ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" "Разрешения на проведение работ в охранной зоне газопровода" в соответствии с планом производства работ (ППР) согласованного с Усинским ГПЗ. ВСН-51-1-80 "Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах МГ".
 - ППР и проектное решение по пересечению действующего газопровода требуется согласовать с Усинским ГПЗ за 10 дней до начала работ.
 - Строительные работы по прокладке трубопровода при пересечении осуществлять в присутствии представителя Усинского ГПЗ ООО "ЛУКОЙЛ-Коми".
 - Оповещение о начале строительных работ должно быть получено Усинским ГПЗ не менее чем за 5 дней до начала работ.

Согласно п.10.3.4 СП 36.133030.2012 расстояние от верхней образующей трубопровода до верха покрытия переезда должно быть не менее 1.40 м.

Г-02-НИПИ/2021-ТКР1.Г16						
Газопровод "Точка 24-Точка подключения на ГРС Голодные"						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.		
Разраб.						
Инж.кат.	Царева					
Нач.отдела	Демичева					
Н. контр.	Салдаева					
Переезд через проектируемый газопровод в районе точки подключения №3 (ПК0+5.13). План. М 1:500				Стадия	Лист	Листов
				П		1
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"						