



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный №П-125-001102065200-0274 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и нефтяной
отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

«Реконструкция МПГ «ДНС-5» Харьяга – ДНС «Северный Возей» (Колва-4)»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Книга 1 «Решения по трубопроводам»

09-20-2НИПИ/2022-ТКР1

Том 3.1

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

Заместитель директора –
Главный инженер
Главный инженер проекта

О.С. Соболева
Д. С. Уваров

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.С	Содержание тома 3.1	1 Лист
09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Технологические решения по трубопроводам.	51 Лист
	Текстовая часть	
09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Г1	Ведомость документов графической части	1 Лист
	Общее количество листов документов, включенных в том 3.1	63 Листа

Согласовано	

Взам. инв. №	
--------------	--

Подп. и дата	
--------------	--

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Суркова			05.24
Проверил		Новоселова			05.24
Н.контр.		Солдаева			05.24

09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.С					
Содержание тома 3.1					
Стадия	Лист	Листов			
П	1	1			
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»					

Содержание

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	6
1.3	Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта.....	9
2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта	11
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта.....	14
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 проектной мощности линейного объекта.....	16
6	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе возможность автоматического регулирования таких оборудования и устройств), обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов	17
6.1	Решения по газопроводам.....	17
6.2	Профиль трассы скважины ГНБ	23
6.3	Выбор бурового оборудования	24
6.4	Диаметр, технология расширения и калибровки скважины	24
6.5	Горизонтальное направленное бурение	25
6.6	Протаскивание трубопровода.....	26
6.7	Выбор и приготовление бурового раствора.....	27
6.8	Размещение выбуренной породы.....	28

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

09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Суркова			05.24
Проверил		Новоселова			05.24
Н.контр.		Салдаева			05.24
Технологические решения по трубопроводам					
Стадия		Лист		Листов	
П		1		50	
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»					

6.9	Мероприятия по предупреждению осложнений при проведении буровых работ.....	29
6.10	Мероприятия по предупреждению грифонов.....	31
6.11	Устройство монтажных площадок.....	32
6.12	Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов.....	34
6.13	Результат расчёта устойчивости участков проектируемых трубопроводов против всплытия.....	34
7	Перечень мероприятий по энергосбережению.....	36
8	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта.....	37
9	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	38
10	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	39
10.1	Объем контроля и автоматизации.....	39
10.2	Телемеханизация перехода через водную преграду	40
10.3	Технические средства автоматизации	44
11	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	46
12	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях	47
	Приложение А (обязательное) Физико-химические свойства	48
	Библиография	49

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								2
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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 "Реконструкция МИГ "ДНС-5" Харьяга -ДНС "Северный Возей" (Колва-4)", утвержденного Первым заместителем генерального директора-Главным инженером ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" Д.А. Баталовым.

В настоящем томе предусматривается реконструкция подводного перехода Газопровод "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей" на переходе через реку Колва в части прокладки защитного кожуха методом ГНБ (горизонтально-направленного бурения). Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность плановая, м	Протяженность с учетом удлинений, м	ГОСТ Р 55990-2014		Рабочее давление, МПа
					Класс	Категория по назначению	
Газопровод "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей"	Г	325x8	758,0	766,6	IV	Н	2,5
Примечание: Г – газопровод							

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

1. Реконструкция дюкерного перехода методом ГНБ;
2. Демонтаж газопровода.

В административном отношении участок работ расположен на территории МО ГО «Усинск» Республики Коми на землях лесного фонда ГУ «Усинское лесничество».

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							3

Ближайший населённый пункт – п. Верхнеколвинск – расположен в 29 км к юго-востоку от района работ. Административный центр – г. Усинск – находится в 106 км к юго-востоку от территории строительства. 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 строительства осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск – Харьяга».

Участок работ расположен в пределах Возейского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ Коми». На его территории расположены площадные и линейные объекты нефтедобычи. Существующие сооружения расположены в пределах отсыпанных площадок. Линейные сооружения в основном проложены подземно.

Гидрографическая сеть района работ представлена р. Колвой и её притоками.

Рельеф территории строительства представляет собой слабо всхолмленную пологоволнистую равнину со слабым уклоном (1...2°), на холмистых участках углы наклона могут достигать 36°. Общее понижение рельефа наблюдается к р. Колва. Абсолютные отметки в районе работ колеблются от 40,73 до 85,85 м.

Для климатической характеристики условий района работ использовались данные метеорологической станции Усть-Уса.

По карте зон влажности район строительства относится к зоне 2 (нормальная).

Районирование территории:

- по весу снегового покрова – V;
- по давлению ветра – III;
- по толщине стенки гололеда – III.

Нормативная глубина сезонного промерзания:

- для суглинков и глин составляет 2,04 м;
- для супесей, песков мелких и пылеватых – 2,49 м;
- для техногенного грунта (песок мелкий) – 2,49 м;
- для песков гравелистых, крупных и средней крупности – 2,67 м.

1.1 Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта

Территория строительства расположена в пределах Восточно-Европейской равнины.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								4
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

В основании Восточно-Европейской равнины залегают Русская плита с докембрийским кристаллическим фундаментом и на юге северный край Скифской плиты с палеозойским складчатым фундаментом.

Граница между плитами в рельефе не выражена. На неровной поверхности докембрийского фундамента Русской плиты лежат толщи докембрийских и фанерозойских осадочных пород со слабонарушенным залеганием. Толщина их неодинакова и обусловлена неровностями рельефа фундамента, который и определяет основные геоструктуры плиты. К ним относят синеклизы — области глубокого залегания фундамента (Московская, Печорская, Прикаспийская, Глазовская), антеклизы — области неглубокого залегания фундамента (Воронежская, Волго-Уральская), авлакогены — глубокие тектонические рвы, на месте которых впоследствии возникли синеклизы (Крестцовский, Солигаличский, Московский и др.), выступы байкальского фундамента — Тиман.

Обширное пространство между Тиманом и Уралом занимает Печорская низменность, которой в структурном плане соответствует Печорская синеклиза, отрицательная структура первого порядка. Складчатый фундамент Печорской синеклизы образован метаморфизованными вулканогенно-осадочными породами позднепротерозойского (рифейского) возраста и залегает в районе строительства на больших глубинах - 4-6 км.

В осадочном чехле отчетливо выделяются два структурных яруса:

нижний - образован относительно слабо дислоцированными палеозойскими и триасовыми отложениями. Наиболее древними являются девонские песчаники, алевролиты, крайне невыдержанные по толщине;

верхний - сложен юрскими, нижнемеловыми и кайнозойскими образованиями, залегающими практически горизонтально.

Между этими ярусами отмечается региональный размыв и угловое несогласие. Палеозойские и мезозойские породы осадочного чехла характеризуются изменчивостью по глубине – вплоть до выпадения из разреза ряда горизонтов – и невыдержанностью литологического состава.

Среди этих отложений встречаются известняки, терригенно-карбонатные, хемогенно-карбонатные породы карбона и перми, пестроцветные алевролиты-глинистые отложения с прослоями песчаников, глинистых известняков и мергелей триаса. На них с размывом залегают, чередующиеся между собой в разрезе и фациально замещающиеся: кварцево-сланцевые песчаники, известковистые полимиктовые песчаники, алевролиты, алевролиты, глины, глины с глауконитом юрского и мелового возраста.

В геологическом строении района строительства, в пределах глубины (до 15,0 м) принимают участие:

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

						09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							5
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- почвенно-растительный слой (pIV);
- озерно-аллювиальные отложения (Ia III-IV);
- ледниково-морские отложения (gm II).

В геологическом строении в верхней части разреза принимают участие пески мелкие влажные и водонасыщенные (ИГЭ-1, ИГЭ-2), толщиной 1,3-7,4 м., в нижней части разреза принимают участие суглинки мягкопластичные, тугопластичные и полутвердые (ИГЭ-3, ИГЭ-4, ИГЭ-5), толщиной 0,9-8,0 м. Грунты перекрыты почвенно-растительным слоем, толщиной 0,2 м. Грунтовые воды находятся повсеместно на участке (ПК0-ПК7+58,02). Воды безнапорные.

1.2 Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта

В гидрогеологическом отношении территория относится к Печорскому артезианскому бассейну первого порядка.

В соответствии с гидрологическим районированием территория строительства относится к Сандивейскому гидрологическому району Вомлесью-Нижнесойменского округа Полярно-Печорской (тундровой) подобласти Печорской области Русской равнины.

Вомлесью-Нижнесойменский округ – пологоволнистая и плоская, реже холмистая равнина, сложенная преимущественно моренными суглинками.

Дочетвертичные – палеозойские породы, смятые в крутые складки, выступают лишь в пределах слабо выраженной в рельефе гряды Чернышева. Максимальная высота гряды – 172 м абс. Длительномерзлые породы имеют островное распространение и характеризуются небольшой глубиной (до нескольких метров) и слабой льдонасыщенностью. Отсутствие сплошной мерзлоты, по-видимому, определило несколько повышенное грунтовое питание рек, бассейны которых сложены рыхлыми песчаными отложениями.

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.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т							6
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Сандивейский район – представляет район развития бесчисленного множества, преимущественно замкнутых остаточных озер, наибольшей площадью до 7,7 км², приуроченных к низменной озерно-ледниковой равнине, и многочисленных термокарстовых озерков, приуроченных чаще к моренным равнинам. Коэффициент озерности 6 %. Территория сильно заболочена, преобладают бугристые болота. Торфяники занимают 40 % площади района. Речная сеть представлена преимущественно транзитными участками рек и небольшими местными притоками. Густота рек 0,31 км/км².

Долины рек преимущественно узкие, относительно глубокие (до 20-30 м), склоны долин местами обрывистые. Реки характеризуются, пониженными значениями максимального стока, что стоит в связи с выравненностью рельефа, регулирующим влиянием болот и озер и повышенным грунтовым питанием. В соответствии с гидрохимическим районированием территория строительства относится к Усинско-Нижнепечорскому гидрохимическому району. Поверхностные воды района отличаются различной минерализацией, изменяющейся в межень от 213 мг/л (р. Уса – д. Макариха) до 601,8 мг/л (р. Печора – с. Усть-Цильма). По химическому составу воды имеют относительно неустойчивый состав: преобладают гидрокарбонатные кальциевые, однако особо маловодные годы, когда грунтовые воды истощаются и основную роль в питании рек принимают подземные воды, они могут быть гидрокарбонатными сульфатными.

Река Колва – правобережный приток I порядка реки Уса, впадает в нее на 21 км от устья. На всем протяжении река принимает 311 притоков, длиной менее 10 км, общей протяженностью 762 км. Крупные притоки реки – реки Колва-вис, Сандивей, Харь-яга и др. Озер на водосборе насчитывается 12397, их общая площадь – 82100 га. Крупные озера на водосборе: Писяты, Возейты, Евсяты, Веяко-Хасырей, Веякоты, Сяттейты. Направление течения реки с севера на юг. Река протекает по узкой долине. Берега ее сложены из неразрываемых пород, деформации русла незначительны. Обычных для равнинных рек меандр на Колве нет. Извилистость реки совпадает с извилистостью долины. От истока до 100 км река протекает в зоне вечной мерзлоты. По характеру берегов и грунтов река разделяется на 5 участков.

Река Колва по данным Федерального агентства по Рыболовству (Росрыболовства) является рыбохозяйственным водным объектом высшей категории.

Согласно данным Двинско-Печорского БВУ, водоохранная зона и прибрежная защитная полоса р. Колва составляет 200 м.

Река Колва пересекается проектируемой трассой газопровода на ПКЗ+59,85. Таким образом, проектируемый объект попадает в водоохранную зону и прибрежную защитную полосу реки.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т					7
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

Согласно данным Северо-Западного территориального управления Федерального агентства по рыболовству, рыбоохранная зона установлена только для Балтийского моря (включая Финский залив) и Белого моря.

В районе строительства, в пределах глубины 15,0 м распространен один верхнечетвертичные озерно-аллювиальные (IaIII-IV) водоносный горизонт.

Грунтовые воды безнапорные, находятся на глубине 0,0-7,6 (отметки 39,52-75,35 м), установившиеся уровни зафиксированы на тех же глубинах. Водовмещающими породами являются пески мелкие и суглинки мягкопластичные (ИГЭ-2, ИГЭ-3). Водупорным горизонтом служат ледово-морские суглинки (ИГЭ -4, ИГЭ-5).

Питание горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков. Разгрузка происходит в ближайшие водотоки (притоки р. Колва).

По характеру подтопления территория относится к естественно подтопленной (с глубинами залегания уровня подземных вод менее 3 м). По характеру подтопления подземными водами участок работ относится к I-A-1 (постоянно подтопленные).

Грунты считаются ИГЭ-3, ИГЭ-4, ИГЭ-5 водонепроницаемые, к водопроницаемым относятся ИГЭ-1, сильноводопроницаемый – ИГЭ-2.

По химическому составу вода гидрокарбонатная кальциево-магниевая, гидрокарбонатная кальциевая, пресная.

Степень агрессивного воздействия на бетон марок W4-W12 по содержанию, бикарбонатов, содержанию солей (Mg, NH₄, Na, K) -неагрессивная.

По показателю рН для марки W4 изменяется от неагрессивной до слабоагрессивной, при проектирование принять наихудший вариант – слабоагрессивная, для марок W6-W12 – неагрессивная.

По содержанию агрессивной углекислоты CO₂ к бетону с маркой W4 изменяется от слабоагрессивной до среднеагрессивной, при проектирование принять наихудший вариант – среднеагрессивная, к бетону марок W6-W12 - неагрессивная.

Степень агрессивного воздействия на металлические конструкции – среднеагрессивная.

Степень агрессивного воздействия на металлические конструкции – слабоагрессивная.

В периоды интенсивного снеготаяния и продолжительных дождей возможен подъем уровня подземных вод на 0,5-1,5 м от замеренного, местами до поверхности.

При проектировании, строительстве и реконструкции на подтопленных участках рекомендуется провести мероприятия по организации поверхностного стока и созданию системы водоотведения.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т							8
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

1.3 Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта

Согласно карте климатического районирования для строительства участок работ относится к строительному климатическому подрайон ИД.

Климатические данные по метеостанции «Усть-Уса» следующие: средняя максимальная температура воздуха наиболее жаркого месяца – плюс 20,0°С; средняя температура воздуха наиболее холодного месяца – минус 18,3°С; скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5%, – 7 м/с.

Климат района суровый: лето короткое и холодное, зима многоснежная, продолжительная и морозная. В течении года выпадает значительное количество осадков, превышающих испарение. Климат формируется в условиях малого количества солнечной радиации зимой и повышенного – летом, под воздействием интенсивного западного переноса воздушных масс. Вынос теплого морского воздуха, связанный с прохождением атлантических циклонов, и частые вторжения арктического воздуха придают погоде большую неустойчивость.

Наличие обширных и многочисленных болот, густая речная сеть, обусловленные избыточным увлажнением, способствуют повышенной влажности климата.

В годовом распределении направлений воздушных масс преобладают южные ветры.

Районирование территории:

- по весу снегового покрова – V;
- по давлению ветра – III;
- по толщине стенки гололеда – III.

Основные климатические характеристики района строительства приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Основные климатические характеристики холодного периода года

Наименование		Усть-Уса
Климатические параметры холодного периода года		
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С,	обеспеченностью 0,98	-47
	обеспеченностью 0,92	-45
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С,	обеспеченностью 0,98	-44
	обеспеченностью 0,92	-41
Температура воздуха, °С,	обеспеченностью 0,94	-27
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		-53
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		8,3

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.								09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
											9
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Продолжение таблицы 2

Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха °С, периода со средней суточной температурой воздуха	≤ 0°С	продолжительность	211
		средняя температура	-11,4
	≤ 8°С	продолжительность	277
		средняя температура	-7,7
	≤ 10°С	продолжительность	297
		средняя температура	-6,5
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %			83
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15ч. наиболее холодного месяца, %			83
Количество осадков за ноябрь – март, мм			166
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 средней суточной температурой воздуха ≤ 8°С			3,9

Таблица 3 – Основные климатические характеристики теплого периода года

Наименование	Печора
Климатические параметры теплого периода года	
Барометрическое давление, гПа	1003
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95	18
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98	23
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С,	20,5
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С,	34
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С	10,0
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	72
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %	59
Количество осадков за апрель – октябрь, мм	354
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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							10

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

К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам, распространенным в пределах участка работ, относятся процессы морозного пучения, подтопления и затопления.

В районе строительства могут проявляться следующие геологические процессы:

- Карст;
- Подтопление;
- Пучение.

В районе проектируемого строительства проявляются процессы пучения в зоне сезонного промерзания, подтопление и затопление, которые могут повлиять на устойчивость проектируемых сооружений.

Морозное пучение. Процесс морозного пучения происходит во время осенне-зимнего промерзания дисперсных грунтов. Наиболее подвержены данному процессу участки, сложенные с дневной поверхности до глубины сезонного промерзания песчаными или глинистыми грунтами. Сезонное промерзание распространено повсеместно. Грунты, залегающие в зоне сезонного промерзания, обладают свойствами морозного пучения, которое проявляется в неравномерном поднятии слоя промерзающего грунта, сменяющегося осадкой последнего при оттаивании.

Нормативная глубина промерзания грунтов для данного региона, определенная по данным метеостанции «Усть-Уса» составляет для песков мелких (ИГЭ-1, ИГЭ-2) – 2,45 м, для суглинков (ИГЭ-3, ИГЭ-4, ИГЭ-5) – 2,02 м. Грунты – слабопучинистые (ИГЭ-1, ИГЭ-2), сильнопучинистый (ИГЭ-3). Грунты ИГЭ-4, ИГЭ-5 залегают ниже глубины сезонного промерзания.

Категория опасности по потенциальной площадной пораженности территории пучением – «весьма опасная».

Мероприятиями, направленными на нейтрализацию и недопущение процессов пучения, являются выполнение земляных работ в теплое время года с целью исключения замачивания и дальнейшего промораживания грунтов естественного основания; подготовка грунтов естественного основания фундаментов путем отсыпки песчано-гравийной смеси с послойным уплотнением толщиной не менее 0,5 м.

Подтопление. Под подтоплением понимается процесс подъема уровня грунтовых вод выше некоторого критического положения, а также формирования верховодки и (или) техногенного водоносного горизонта, приводящий к ухудшению инженерно-геологических условий территории строительства, агромелиоративной и экологической обстановки.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								11
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Подтопление обусловлено превышением приходных статей водного баланса над расходными, под влиянием комплекса природных и техногенных факторов.

В пределах глубины 15,0 м распространен один верхнечетвертичные озерно-аллювиальные (IaIII-IV) водоносный горизонт.

Уровень подземных вод колеблется в зависимости от времени года и количества выпадаемых осадков. В периоды весеннего снеготаяния и обильных затяжных дождей, а также в периоды строительства и эксплуатации проектируемых трубопроводов, в результате планировки территории и нарушения естественного стока возможен подъем уровня подземных вод на 0,5-1,5 м от замеренных уровней, на отдельных участках строительства выход возможен на поверхность, образования «верховодки».

По характеру подтопления подземными водами участок работ относится к I-A-1 (постоянно подтопленные). Грунты – водонепроницаемые (ИГЭ-3,4,5), водопроницаемые (ИГЭ-1), сильноводопроницаемый (ИГЭ 2).

Категория опасности по площадной пораженности территории подтоплением – «весьма опасная».

При проектировании и строительстве рекомендуется провести мероприятия по организации поверхностного стока и водопонижению.

Затопление. Образование свободной поверхностной воды на участке территории в результате повышения уровня водотока, водоема или подземных вод.

На территории строительства затопление территории наблюдается по трассе газопровода через р. Колва с ПК3+59,9-ПК4+71,7.

Расчетный уровень с ПК2+91,0 по ПК5+40,2 УВВ1%=55,96.

Расчетный уровень с ПК3+21,4 по ПК5+ 14,43 УВВ10%=53,60.

Категория опасности по площадной пораженности территории затопления менее 25% - «опасная».

В качестве основных средств инженерной защиты от затопления следует предусматривать:

- обвалование;
- искусственное повышение поверхности территории;
- руслорегулирующие сооружения и сооружения по регулированию и отводу поверхностного стока;
- дренажные системы и другие сооружения инженерной защиты.

Сейсмичность. Интенсивность сейсмического воздействия для района строительства в соответствии с картой общего сейсмического районирования России составляет 5 баллов.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							12

Категория грунтов по сейсмическим свойствам – III. Сейсмичность участка строительства на карте – 5 баллов. Категория опасности по сейсмичности – «умеренно опасная».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								13
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

В районе строительства, в пределах глубины 15,0 м распространен один верхнечетвертичные озерно-аллювиальные (IaIII-IV) водоносный горизонт.

Грунтовые воды безнапорные, находятся на глубине 0,0-7,6 (отметки 39,52-75,35 м), установившиеся уровни зафиксированы на тех же глубинах. Водовмещающими породами являются пески мелкие и суглинки мягкопластичные (ИГЭ-2, ИГЭ-3). Водопорным горизонтом служат ледово-морские суглинки (ИГЭ -4, ИГЭ-5).

Питание горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков. Разгрузка происходит в ближайшие водотоки (притоки р. Колва).

По характеру подтопления территория относится к естественно подтопленной (с глубинами залегания уровня подземных вод менее 3 м). По характеру подтопления подземными водами участок работ относится к I-A-1 (постоянно подтопленные).

Грунты считаются ИГЭ-3, ИГЭ-4, ИГЭ-5 водонепроницаемые, к водопроницаемым относятся ИГЭ-1, сильноводопроницаемый – ИГЭ-2.

По химическому составу вода гидрокарбонатная кальциево-магниевая, гидрокарбонатная кальциевая, пресная.

Степень агрессивного воздействия на бетон марок W4-W12 по содержанию, бикарбонатов, содержанию солей (Mg, NH₄, Na, K) -неагрессивная.

По показателю pH для марки W4 изменяется от неагрессивной до слабоагрессивной, при проектирование принять наихудший вариант – слабоагрессивная, для марок W6-W12 – неагрессивная.

По содержанию агрессивной углекислоты CO₂ к бетону с маркой W4 изменяется от слабоагрессивной до среднеагрессивной, при проектирование принять наихудший вариант – среднеагрессивная, к бетону марок W6-W12 - неагрессивная.

Степень агрессивного воздействия на металлические конструкции – среднеагрессивная.

Степень агрессивного воздействия на металлические конструкции – слабоагрессивная.

В периоды интенсивного снеготаяния и продолжительных дождей возможен подъем уровня подземных вод на 0,5-1,5 м от замеренного, местами до поверхности.

При проектировании, строительстве и реконструкции на подтопленных участках рекомендуется провести мероприятия по организации поверхностного стока и созданию системы водоотведения.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

5 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Настоящая проектная документация разработана на основании задания на проектирование объекта "Реконструкция МИГ "ДНС-5" Харьяга -ДНС "Северный Возей" (Колва-4)", утвержденного Первым заместителем генерального директора-Главным инженером ООО "ЛУКОЙЛ-Коми" Д.А. Баталовым.

В настоящем томе предусматривается реконструкция подводного перехода Газопровод "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей" на переходе через реку Колва в части прокладки защитного кожуха методом ГНБ (горизонтально-направленного бурения).Схема линейных объектов представлена на чертеже 09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Г2.

Проектная мощность проектируемых газопроводов определена в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Проектная мощность проектируемого трубопровода

Наименование	Назначение	Проектные мощности
		Добыча газа, тыс. м ³ /сут
Газопровод "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей"	Г	600,0
Плотность газа – 1,0246 кг/м ³		

Рабочее давление трубопроводов 2,5 МПа.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	

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

6.1 Решения по газопроводам

Согласно ГОСТ 55990-2014 проектируемый газопровод по давлению относится к IV классу, по назначению – к категории Н по классификации транспортируемых продуктов – к категории 4.

Согласно PAOL-ALLP-00-LUEN-GENL-000-000-PL-PDR-00001рев 3 Временные нормы проектирования, строительства и эксплуатации Переходы магистральных и промысловых трубопроводов, транспортирующих углеводороды, через водные преграды. Часть I. Проектирование утвержденные Обществом с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» проектируемый переход газопровода через водную преграду относится к категории I (B).

В соответствии с требованиями ГОСТ 55990-2014 предусмотрено повышение категории проектируемого газопровода до категории B на всей протяженности трассы трубопровода.

Объем контроля остальных сварных соединений составляет 100 % радиографическим методом и 25 % дублирующим ультразвуковым.

На первом этапе необходимо провести гидравлическое испытание на прочность участков проектируемого трубопровода:

– на переходах через водные преграды шириной зеркала воды в межень 25 м и более в русловой части с прилегающими к ним прибрежными участками длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) давлением $R_{исп.} = 1,5 \times R_{раб} = 3,75$ в течении 6 часов;

После испытаний провести вытеснение воды очистным устройством не менее двух раз при помощи компрессора.

На втором этапе необходимо провести пневматические испытание на прочность участков проектируемого трубопровода:

– на переходах через водные преграды и прибрежные участки не менее 25 м, включая узлы береговой запорной арматуры и продувочные свечные трубопроводы после укладки давлением $R_{исп.} = 1,25 \times R_{раб.} = 3,13$ МПа в течение 12 часов.

На третьем этапе провести испытание на прочность всего трубопровода после укладки давлением $R_{исп.} = 1,1 \times R_{раб.} = 2,75$ МПа в течение 12 часов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 17
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Защитный кожух для укладки методом ГНБ до продавливания испытать пневматическим способом на давление $P_{раб.}=2,5$ МПа в течение 12 часов.

После пневматических испытаний газопровода провести очистку с помощью поршня за 2 раза и осушку сухим воздухом, подаваемым установкой для осушки воздуха, до достижения на выходе осушаемого участка ТТР минус 40 °С. Точка росы измеряется на концах осушаемого участка с помощью гигрометра. По окончании процесса осушки выполняется заполнение газопровода сухим азотом с концентрацией не менее 98 % с температурой точки росы минус 40 °С до избыточного давления 0,02 МПа.

После испытания на прочность необходимо произвести проверку проектируемого трубопровода на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего $P_{раб.}=0,6$ МПа и выдержки в течение 12 часов.

После строительства необходимо произвести очистку внутренней полости трубопровода силами подрядной организации, выполняющей СМР. После проведения очистки полости трубопровода необходимо провести внутритрубную приборную диагностику в составе всего участка.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление осталось неизменным, а при проверке на герметичность не обнаружены утечки. Результаты испытаний оформляются актом.

Согласно п. 108 Приказа № 534 от 15.12.2020 года, Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», после завершения испытаний на прочность и герметичность необходимо осуществить комплексное опробование в течении не менее 72 часов. Мероприятия по комплексному опробованию трубопровода приведены в Томе 5, 09-20-2НИПИ/2022-ПОС.

Объем контроля сварных соединений трубопровода составляет 100 % радиографическим методом и 100 % дублирующим ультразвуковым методом.

Настоящим разделом проектной документации предусмотрена подземная прокладка проектируемого газопровода методом ГНБ, рабочее давление – 2,5 МПа.

Для строительства прямолинейных участков газопровода принята труба стальная электросварная прямошовная, горячедеформируемая с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже $KCU=34,3$ Дж/см² (3,5 кгс м/см²) при температуре испытания минус 60 °С с наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т							18
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Согласно приказу №534 от 15.12.2020 года федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» приложения №4 выбрано стандартное исполнение оборудования и деталей.

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

Устройство углов поворота трасс проектируемых трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях организовано при помощи:

- отводов крутоизогнутых с радиусомгиба 1,5DN для труб DN300 (углы 45, 60 90 градусов);
- отводов гнутых с радиусомгиба 5,0DN для трубопровода DN300 мм (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус);

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой проектируемых газопроводов с существующими а/д, р. Колва. Пересечение предусмотрено выполнить подземным способом методом ГНБ в защитном кожухе из трубы стальной электросварной прямошовной диаметром DN600 для проектируемого трубопровода DN300. Толщина стенки защитного кожуха 10 мм. Проектные отметки верха трубопровода на переходе с применением наклонно-направленного бурения согласно ГОСТ Р 55990-2014 и СП 422.1325800.2018 приняты ниже предельного профиля деформации русла и берегов более 2.

Согласно PAOL-ALLP-00-LUEN-GENL-000-000-PL-PDR-00001 рев 3 Временные нормы проектирования, строительства и эксплуатации Переходы магистральных и промысловых трубопроводов, транспортирующих углеводороды, через водные преграды. Часть I. Проектирование утвержденные Обществом с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» при бестраншейной прокладке, заглубление трубопровода до верхней образующей должно приниматься не менее 6 м на всем протяжении руслового участка и не менее 3 м от линии предельного размыва русла (рассчитанной на срок службы перехода) или прогнозируемого дноуглубления русла.

Для защитного футляра Ø630×10 мм, прокладываемого методом ГНБ, в качестве изоляционного покрытия трубопровода принято наружное трехслойное покрытие усиленного типа из экструдированного полиэтилена.

Для наружной изоляции сварных стыков защитного футляра диаметром 630×10 мм в полевых условиях предусмотрено использование специальных термоусаживающихся манжет, используемых для получения покрытия специального исполнения.

Изоляцию сварных стыков в полевых условиях необходимо производить с использованием портативных пескоструйных аппаратов и подогревом пламенем горелки трубы и изоляционного материала.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Для сохранности наружной изоляции при протаскивании рабочей трубы в защитный футляр необходимо применять опорно-направляющие кольца 325/630. На входе и выходе трубной плети из защитного кожуха следует устанавливать по 2 кольца на расстоянии 0,5-1,0 м во внутрь от торца кожуха и на расстоянии 5-10 мм друг от друга.

Данным проектом предусмотрена герметизация межтрубного пространства между трубой и футляром на существующем трубопроводе и вынос концов кожуха за 1% уровень ГВВ. Для этого предусмотрено наращивание трубопровода и защитного кожуха на проложенный методом ГНБ трубопровод и монтаж отводов для вывода трубопровода на поверхность.

Для наращиваемой части трубопровода принята труба стальная электросварная прямошовная, экспандированная, с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже $KCU=34,3 \text{ Дж/см}^2$ ($3,5 \text{ кгс м/см}^2$) при температуре испытания минус $60 \text{ }^\circ\text{C}$ без наружного покрытия.

Устройство углов вывода трассы трубопровода в вертикальной плоскости на поверхность организовано при помощи отводов гнутых, с радиусомгиба $5DN$ из стали прямошовной с минимальным пределом прочности – 510 Н/мм^2 , минимальным пределом текучести – 360 Н/мм^2 , классом прочности K52 без наружного покрытия.

За пределами точек входа и выхода кожуха DN600 и вывода его на поверхность земли проектом предусматривается монтаж кожуха секциями длиной 10 м, разрезанных вдоль оси на две равные половины, полуфутляров $630 \times 10 \text{ мм}$.

Изготовление полуфутляров для наращивания на проектируемый кожух, то есть, разрезание секций труб вдоль оси и разделку кромок под сварку рекомендуется выполнить в заводских или базовых условиях из трубы стальной электросварной прямошовной без наружного покрытия. Далее полуфутляры свариваются между собой сплошными продольными швами, а секции – поперечными (кольцевыми) швами. При подготовке полуфутляров необходимо проследить за тем, чтобы расстояние между вновь заваренными и заводскими продольными швами было не менее 100 мм.

Кольца опорно-направляющие устанавливаются на всем подземном участке кожуха (ГНБ). Кольца диэлектрические полиуретановые устанавливаются на надземных участках кожуха (наращивание). Кольцо предохранительное установить на монтажный коврик, выполненный из обертки полиэтиленовой изоляционной (толщина не менее 0,6мм).

После монтажа и сварки кожуха $\varnothing 630 \times 10 \text{ мм}$ производится 100 % визуальном измерительный (ВИК) и радиографический контроль (РК) сварных стыков трубопровода и 25 % дублирующий контроль ультразвуковым методом.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист 20

Контроль осуществляется при помощи передвижной лаборатории персоналом, имеющим соответствующую квалификацию и разрешение на этот вид контроля. Результаты контроля оформляются актом.

Для поддержки наращиваемой части футляров на период монтажа и эксплуатации предусмотрено монтировать технологические опоры под трубопроводы.

Для герметизации межтрубного пространства согласовано применение сальникового уплотнения.

Наращиваемую часть кожуха, сальниковые уплотнения и основной трубопровод, выходящий за пределы поверхности земли, необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой, полиуретановой эмалью и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению.

При пересечении с существующими коммуникациями принято заглубление не менее 0,8 м от поверхности земли и не менее 0,35 м от коммуникаций. Угол пересечения с коммуникациями – не менее 60°.

На одном из концов проектируемых футляров устраивается вытяжная свеча DN 150. На вытяжной свече с кожуха на переходе через водные преграды, выполняемые методом ГНБ, предусматривается установка газоанализатора.

На автодорогах свечу вывести на расстоянии 25 м от подошвы земляного полотна дороги по горизонтали и высотой не менее 5 м от уровня земли, концы защитных кожухов вывести на расстояние не менее 25 метров от бровки земляного полотна и не менее 2 м от подошвы насыпи.

Вытяжные свечи предусмотреть высотой от уровня земли не менее 5 м, на расстоянии не менее 25 м от подошвы земляного полотна автодороги и 2,5 м от оси трубопроводов.

На переходах трубопроводов через водные преграды, для исключения поступления транспортируемого продукта в водоем, с каждой стороны перехода предусмотрена установка равнопроходной запорной арматуры на отметках выше ГВВ 10%-ной обеспеченности (согласно ГОСТ Р 55990-2014). В качестве запорной арматуры предусмотрен крановый узел, состоящий, из шаровых кранов с пневмогидроприводом в подземном исполнении, с концами под приварку, исполнения УХЛ, диаметром DN300, продувочных линий DN 100, а также продувочных свечей на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры и не менее полуторократной высоты опоры от вдольтрассовых ВЛ, согласно нормативной документации.

Свечной кран – шаровый с пневмогидроприводом в подземном исполнении, с концами под приварку, исполнения УХЛ. Основная линия кранового узла оснащена стояками отбора газа, сигнализаторами прохождения ОУ и манометрами.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							21

Для работы пневмогидропривода крановые узлы оснащены импульсной обвязкой DN25 с кранами шаровыми DN25 с ручным приводом, обратными клапанами DN25, фильтрами-осушителями, изолирующими монолитными муфтами и стояками отбора импульсного газа.

Надземную часть крановых узлов, вытяжных и продувочных свечей необходимо покрыть грунт-эмалью эпоксидной, полиуретановой эмалью и грунт-эмалью быстросохнущей.

Конструкция узлов представлена на чертеже 09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Г3 - 09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Г5.

На каждом полукилометре и углах поворота трасс, при пересечении с коммуникациями, автомобильными дорогами с двух сторон необходимо установить опознавательные знаки. В местах пересечения автодорог с проектируемым трубопроводом по обеим сторонам дороги на расстоянии по обеим сторонам дороги на расстоянии 25 м от оси проектируемого трубопровода установить дорожные знаки «Остановка запрещена». Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу.

Расчетный срок службы проектируемого промышленного трубопровода составляет не менее 20 лет.

Настоящим проектом выдержаны нормативные расстояния от ВЛ 6 – 220кВ – не менее высоты опоры ВЛ до газопровода.

Настоящим проектом выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемых трубопроводов относительно существующих коммуникаций:

Настоящим проектом выдержано нормативное расстояние при пересечении проектируемыми трубопроводами существующих трубопроводов – не менее 350 мм в свету.

Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

Пересечения со всеми коммуникациями выполнены в соответствии с действующими нормами и правилами.

В соответствии с Приложением №7 Таблица №2 приказа №534 от 15.12.2020 об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" при гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний должны быть установлены опасные зоны, которые должны быть обозначены на местности предупредительными знаками.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения проектируемого трубопровода вдоль трассы установлена охранный зона в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопроводов с каждой стороны.

Обязательным условием для применения технических устройств, оборудования, материалов и изделий, является наличие документов, подтверждающих их соответствие

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т							22
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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 010/2011).

6.2 Профиль трассы скважины ГНБ

Расположение точек входа и выхода принято с учетом геометрических характеристик перехода, глубины залегания трубопровода, допустимых углов, а также с учетом удобства проведения буровых работ и размещения оборудования. Границами участка перехода, выполненного методом ГНБ, приняты точки начало и конца проектируемых футляров.

Поперечный профиль скважины представляет собой окружность диаметром равным диаметру последнего протаскиваемого расширителя (калибра) DN=1120 мм.

Минимально допустимый радиус упругого изгиба, обеспечивающий прокладку стального трубопровода без опасных напряжений в стенках трубы должен быть не менее допустимого радиуса упругого изгиба трубопровода, согласно PAOL-ALLP-00-LUEN-GENL-000-000-PL-PDR-00001 рев 3 Временные нормы проектирования, строительства и эксплуатации Переходы магистральных и промысловых трубопроводов, транспортирующих углеводороды, через водные преграды. Часть I. Проектирование утвержденные Обществом с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и СП 422.1325800.2018.

Основные характеристики трассы трубопровода, проложенного методом ГНБ, представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные характеристики трассы газопровода "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей"

Параметры	Единица измерения	Переход
длина перехода по пикетам	м	566
длина перехода по скважине	м	544,2
радиус изгиба скважины ГНБ	м	не менее 984

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

6.3 Выбор бурового оборудования

Выбор бурового оборудования производится на основе расчета тягового усилия, необходимого для протаскивания трубопровода в скважину.

Расчет тягового усилия, необходимого для строительства закрытого перехода выполняется на основании СП 341.1325800.2017 «Подземные инженерные коммуникации. Прокладка горизонтальным направленным бурением» (Приложение А, таблица А.3, Приложение И, таблица.И.1) с учетом длин перехода, диаметра бурового канала, группы грунтов и коэффициентом запаса для установок горизонтально-направленного бурения.

При ведении работ в зимний период, буровую установку и бентонитовый смеситель следует располагать в утепляющем укрытии, обеспечивающем положительную температуру внутри.

6.4 Диаметр, технология расширения и калибровки скважины

В соответствии СП 341.1325800.2017 «Подземные инженерные коммуникации. Прокладка горизонтальным направленным бурением» диаметр ствола скважины принимается равным D_n+300 и составляет не менее 930 мм.

Расширение производится буровой установкой в направлении «на себя», т.е. на буровую установку путем приложения, через колонну буровых штанг, тягового и вращающего усилия. Расширитель протаскивается через ствол скважины, увеличивая при этом диаметр и уплотняя стенки скважины.

Рекомендуется повторное протаскивание расширителя, в случае если в процессе прохода расширителя, на отдельных участках наблюдается значительное увеличение тяговых усилий и вращающего момента.

Окончательное решение по выбору технологии расширения, применяемых расширителей по диаметру, их количеству и последовательности протаскивания принимается подрядчиком по бурению в соответствии с опытом работ и имеющимся оборудованием.

Перед протаскиванием трубопровода рекомендуется произвести калибровку скважины путем протаскивания (прохода) через скважину бочкообразного расширителя. Окончательное решение о необходимости калибровки скважины остается за производителем работ.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

6.5 Горизонтальное направленное бурение

Работы по бурению скважины и ее расширению должны производиться в соответствии с ППР.

Бурение пилотной скважины рекомендуется осуществлять при помощи буровой установки класса макси с тяговым усилием не менее 100 т.с. Окончательное решение о типе и марке бурового комплекса остается за подрядчиком по ГНБ.

Поперечный профиль скважины представляет собой окружность диаметром, равным диаметру последнего протаскиваемого расширителя.

При производстве работ необходимо иметь общую длину буровых штанг достаточную для непрерывного процесса по расширению скважины.

Бурение пилотной скважины ведется ориентированным способом, в соответствии с рабочими чертежами и технологической картой разрабатываемой в составе Проекта Производства работ.

Диаметр и тип бурового инструмента для бурения пилотной скважины уточняется на стадии разработки ППР.

Перед забуриванием скважины породоразрушающая головка ориентируется в нужном направлении и после каждого наращивания буровой штанги производится контроль траектории ствола скважины. При необходимости производится корректировка параметров искривления в соответствии с проектом.

Фактическая траектория направляющей скважины контролируется во время бурения, путем периодического измерения угла наклона и азимута которыми определяется положение забойного инструмента. Соответствующие измерения производятся зондом, встроенным в управляемую буровую трубу.

За положением буровой головки должен вестись постоянный контроль и оператор буровой установки должен иметь возможность в любой момент откорректировать намечающиеся отклонения.

Допускается отклонение точки выхода пилотной скважины на дневную поверхность от проектного положения не более 1 % от длины перехода, но не более плюс 9 м и минус 3 м по оси скважины и 3 м в плане по нормали к ней.

При отклонении места выхода скважины свыше допустимых величин составляется акт ее приемки, подписанный комиссией, с указанием ее фактического положения. Дальнейшее проведение работ по ГНБ разрешается после согласования с проектной организацией.

При горизонтальном направленном бурении выработанное поперечное сечение скважины закрепляется только буровым раствором. Прочность стенок скважины носит

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т					25
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

временный характер. Поэтому работы по расширению скважины необходимо проводить непрерывно, с кратковременными остановками для снятия штанг на буровой установке и протаскивание трубопровода производить сразу же после завершения расширительных работ.

Для успешного протаскивания дюкера рекомендуется проведение калибровки скважины после завершения полного цикла расширений. Окончательное решение о необходимости калибровки скважины остается за производителем работ.

Расширение и калибровка скважины производится согласно технологической карты, разрабатываемой в составе Проекта производства работ.

6.6 Протаскивание трубопровода

Протаскивание трубопровода осуществляется буровым комплексом втягиванием «на себя» футляра, прикрепленного к колонне буровых штанг. Протаскивание трубопровода осуществляется вытягиванием буровой колонны «на себя», до выхода конца трубопровода на проектную отметку со стороны забуривания буровой установки.

Протаскивание трубопровода в пробуренную и расширенную скважину производить, согласно технологической карте, разрабатываемой в составе Проекта Производства работ.

К моменту окончания процесса расширения и калибровки скважины в створе протаскивания, должны быть установлены роликовые опоры, а параллельно створу смонтирована плеть трубопровода. После чего смонтированная плеть укладывается на роликовые опоры с помощью кранов трубоукладчиков, а участок непосредственно перед входом в скважину на троллейные подвески (либо подвешивается с помощью текстильных строп) поддерживаемые трубоукладчиками.

Трубопровод на монтажной площадке №3 должен быть смонтирован в одну плеть.

Применяемые при протаскивании роликовые опоры, должны обеспечивать сохранность изоляционного покрытия трубопровода.

Протаскивание трубопровода осуществляется после расширения и калибровки свода скважины. Для осуществления протаскивания трубопровод стыкуется с буровой колонной через оголовок, снабженный вертлюгом. Вертлюг исключает вращение трубопровода вместе с буровой колонной и расширителем в процессе протаскивания.

К укладываемому трубопроводу необходимо приварить тяговые устройства. В хвостовой части тяговое устройство предназначено для аварийного вытаскивания трубопровода из скважины.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							26

Процесс протягивания трубопровода в пробуренную и расширенную скважину необходимо производить непрерывно, с кратковременными остановками для снятия буровых штанг.

После протаскивания защитного футляра необходимо произвести работы по протяжке внутри его рабочего трубопровода при помощи установки ГНБ. Для сохранности изоляции рабочего трубопровода необходимо устанавливать на него опорно-центрирующие кольца.

6.7 Выбор и приготовление бурового раствора

Для бурения горизонтально-направленных скважин необходимо применять высококачественный бентонит, содержащий в своем составе все необходимые добавки. Буровой раствор выполняет следующие основные функции:

- разрушает породу, очищает забой скважины от разбуренной породы и выносит ее на поверхность;
- удерживает частицы разрушенных или осыпавшихся пород во взвешенном состоянии при прекращении промывки и предотвращает осаждение шлама;
- охлаждает и смазывает трущиеся поверхности долот, забойных двигателей, бурильной колонны, трубопроводов;
- препятствует проявлениям неустойчивости пород стенок скважины;
- передает мощность от насосного агрегата к породоразрушающему инструменту (при бурении забойными двигателями);
- кольматирует поры и трещины в стенках скважины, создает в них непроницаемую корку;
- сохраняет стабильность свойств в процессе бурения.

Применяемый для приготовления бурового раствора бентонит представляет собой пластичную, коллоидную глину, не обладающую опасными характеристиками в отношении воспламеняемости, коррозионности, химической активности.

Приготовление бурового раствора ведется в растворяющем узле, входящем в состав бурового комплекса. Буровой раствор приготавливают в бентонитовом смесителе, где техническая вода смешивается с глинопорошком в требуемых пропорциях. Контроль за параметрами бурового раствора осуществляется в процессе бурения, при помощи экспресс-лаборатории.

Качество приготовленного бурового раствора контролируется по следующим свойствам:

- условная вязкость раствора по АНИ, с;
- плотность раствора, г/см³;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								27
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

- пластическая вязкость, сП;
- ДНС, дПа;
- водоотдача по АНИ, см³/30 мин;
- водородный показатель, рН.

Плотность раствора имеет большое значение при протаскивании колонны (оценка и регулирование архимедовой силы). Кроме того, плотность раствора надо рассматривать во взаимосвязи с его вязкостью (естественное повышение вязкости, как правило, связано с повышением содержания твердой фазы и плотности) и с величиной циркуляционных потерь.

При приготовлении бурового раствора необходимо использовать пресную воду с рН от 8,0 до 10,0, нельзя использовать соленую, жесткую, а также кислотную воду.

Для приготовления буровых растворов рекомендуется использовать модифицированные бентониты, а также готовые смеси бентонитов и полимерных добавок. Возможно, применение дополнительно специальных добавок к каждому виду грунта.

Выбор режимно-технологических параметров бурения и параметров бурового раствора на различных этапах строительства скважины осуществляется при разработке Проекта Производства работ, исходя из геологического разреза и траектории скважины. Данные режимы выбираются с учетом технологии бурения, используемой конкретным подрядчиком на данном переходе.

Тип специальных добавок, свойства и состав бурового раствора может корректироваться строительной организацией, выполняющей работы по ГНБ, при разработке Проекта Производства работ в зависимости от геологических условий, химического состава воды и других факторов.

6.8 Размещение выбуренной породы

В процессе бурения и расширения скважины происходит выход отработанного бурового раствора и выбуренной породы по обе стороны скважины. Выбуренный грунт из входных приемков отводится в амбары шламоприемники. Остатки бентонитового раствора и выбуренной породы, образовавшиеся при буровых работах и представленные бентонитовым раствором с частицами грунта, поступают в амбары шламоприемники.

Строительство амбаров (шламонакопители) осуществляется с помощью экскаватора или бульдозера и включает в себя следующие работы: копка земляных амбаров и желобов для движения жидкостей от скважины к амбарам и между амбарами; строительство обваловки из минерального грунта высотой не менее 1,0 м и ограждения. По периметру амбаров устанавливаются предупредительные ленточные ограждения.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т					28
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

Сбор и транспортировка отработанного бурового раствора осуществляется при помощи вакуумной машины типа илосос на всем периоде строительства. По мере заполнения которых вывозится на полигон захоронения отходов бурения. После окончания работ амбары необходимо засыпать грунтом с проведением технической и биологической рекультивации.

В случае возникновения утечек бурового раствора в иных местах, чем точки входа и выхода, необходимо принимать незамедлительные меры по сбору и утилизации бурового раствора, согласно мероприятиям по ликвидации грифонов.

В целях предупреждения чрезвычайных ситуаций не рекомендуется использовать регенерируемый буровой раствор, поэтому проектом не предусматривается регенерация бурового раствора.

Отвод отработанного бурового раствора с выбуренной породой из входного/выходного приемка должен осуществляться в амбары (шламоприемник) самотеком, по разработанным отводным канавам. При заиливании отводных канав или намерзании верхнего слоя (при работе в зимних условиях) необходимо периодически прочищать канавы с помощью экскаватора. При невозможности обеспечения отвода из приемка в амбары (шламоприемник) самотеком необходимо: жидкую фракцию отработанной породы перекачать с помощью шламовых насосов. Более вязкую часть и твердую фракцию, в т.ч. замерзший бентонит с породой необходимо перемещать экскаватором в амбары (шламоприемники) или погружать в автосамосвалы с закрывающимся задним бортом и вывозить.

Для этих целей необходимо круглосуточное нахождение экскаватора (на монтажных площадках).

6.9 Мероприятия по предупреждению осложнений при проведении буровых работ

Наиболее вероятным осложнением при бурении скважины с применением бентонитового раствора могут быть обвалы стенок скважины и большое поглощение бурового раствора при проходке песчаных или других грунтов с высокой проницаемостью.

Бентонитовая технология, путем подбора плотности бентонитового раствора в зависимости от характера разбуриваемых грунтов, обеспечивает кольматирование стенок скважины с образованием глинистой корки, которая удерживает стенки скважины от обрушения и значительно снижает проницаемость пород, в то же время работы по расширению скважины проводятся непрерывно и протаскивание трубопровода производится сразу же после завершения расширительных работ. Корректировка проектных решений в плане выбора

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т							29
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

породоразрушающих инструментов и компонентного состава бурового раствора также может являться мероприятием по снижению риска возникновения аварийных ситуаций

Возможные аварийные ситуации при бурении скважины:

- увеличение толкающих усилий и «прихват» буровой колонны пилотных или промывочных штанг при бурении пилотной скважины;
- заклинивание расширителя в процессе расширения скважины;
- увеличение тяговых усилий свыше расчетных и допустимых, при протаскивании трубопровода в скважину.

Мероприятием по освобождению буровой колонны пилотных штанг от заклинивания является пропуск колонны промывочных (обсадных) труб в скважину поверх пилотной колонны. При прихвате промывочных штанг необходимо проводить их расхаживание с дополнительной промывкой скважины путем подачи бурового раствора.

При возникновении опасности прихвата или заклинивания инструмента, при сбоях в работе навигационной системы, или при прочих факторах, не позволяющих бурить пилотную скважину по заданной траектории, необходимо использовать второй буровой комплекс или перебазировать существующий буровой комплекс на противоположенную сторону для бурения скважины навстречу друг другу.

Мероприятия по освобождению бурового инструмента (главным образом расширителей) от заклинивания могут быть разнообразными в зависимости от конкретной возникшей ситуации.

Обрыв штанги во время расширения скважины ликвидируется при помощи обсадной трубы, ловильного инструмента и захватывающего устройства.

В случае неудачного применения данной технологии и при условии нахождения места обрыва штанги на относительно небольшой глубине (до 3-6 м) и небольшого расстояния от точек входа и выхода скважины (20-50 м) возможно применение способа разработки котлована над местом обрыва для непосредственного соединения двух частей буровой колонны или инструмента.

При ликвидации вышеназванных ситуаций может потребоваться перебазировка буровой установки на противоположную сторону преграды, в зависимости от места обрыва штанг. В этом случае буровой комплекс монтируется на противоположной стороне.

В случаи невозможности продолжения бурения пилотной скважины по проектному профилю пространственное положение оси скважины может быть изменено. Незначительное исправление ведется в обход препятствия без извлечения буровой колонны. Также возможно производить заново бурение в новом створе, при обязательном согласовании с проектным институтом. В случаи увеличения длины скважины должен быть решен вопрос об удлинении

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

						09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							30
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

протаскиваемого трубопровода на необходимую величину. В любом из перечисленных случаев профиль скважины должен отвечать требованиям нормативно-технической документации по ГНБ.

Решения замены одного типа бурового инструмента на другой принимаются подрядчиком по горизонтально-направленному бурению в зависимости от возникающих проблем с разработкой грунтовой породы. Тот или иной тип бурового инструмента должен быть выбран до начала бурения, после изучения геологии в месте прохождения скважины.

Увеличение тяговых усилий в процессе протаскивания трубопровода может быть вызвано ростом местных сопротивлений, причиной которых являются:

- неточная высота подъема трубопровода на входе в скважину, вследствие чего изменяется угол входа трубопровода и увеличивается трение поверхности трубы о стенку скважины на начальном участке протаскивания;
- плохо подготовленная к протаскиванию скважина (недостаточное расширение, заиливание, плохая промывка разбуренной породы);
- заклинивание трубопровода в результате обрушения стенок скважины.

Для увеличения тяговой способности буровой установки в аварийных ситуациях может применяться вспомогательная лебедка или силовые гидроцилиндры.

6.10 Мероприятия по предупреждению грифонов

Для предотвращения выхода бурового раствора на поверхность необходимо:

- тщательно соблюдать установленные ППР значения параметров бурения: давления подачи раствора, размеров сопла, скорости подачи и тяги;
- уменьшить значения давления подачи бурового раствора;
- не допускать резких перепадов давления.

В случае возникновения утечек бурового раствора при производстве работ по ГНБ в иных местах, чем точки входа и выхода, необходимо принимать незамедлительные меры по сбору и утилизации бурового раствора. Сбор вышедшего на поверхность бурового раствора (грифоны) производится с помощью шламовых насосов с закачкой их в автоцистерны и последующим вывозом в места сбора.

Мероприятия по локализации грифонов:

- необходимо предусмотреть запас грунта для использования при локализации выходящего из грифонов бурового раствора;
- при появлении грифонов выполнить их обвалование с использованием естественных понижений рельефа местности с помощью экскаватора или бульдозера;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								31
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- произвести откачку аккумулированного бурового раствора из зоны разлива в существующие амбары с помощью шламовых насосов (например ВШН-150) и резиноканевых рукавов;

- при невозможности перекачки бурового раствора шламовыми насосами организовать погрузку бурового раствора экскаватором в автотранспорт с последующим складированием в амбары.

При появлении грифонов рекомендуется снизить расход бурового раствора до минимального, одновременно повысив вязкоупругие свойства бурового раствора. Проработать интервал поглощения (прорыва) полученным вязкоупругим составом с минимальной скоростью движения инструмента для обеспечения условий зашламования зоны поглощения (прорыва) бурового раствора.

Необходимо на весь период производства работ методом ГНБ предусмотреть наличие экскаватора и бульдозера для ликвидации грифонов.

6.11 Устройство монтажных площадок

Для выполнения работ по ГНБ производится устройство технологических монтажных площадок.

Монтажная площадка №1 - площадка под размещение буровой установки и вспомогательного технологического оборудования, непосредственно используемого при производстве буровых работ.

При сооружении площадки предусматривается планировка бульдозером с подсыпкой песка слоем $h=0,15$ м и укладкой железобетонных плит типа ПДН-АV по серии 3.503.1-91 в местах установки бурового и вспомогательного оборудования.

Рядом с площадкой №1 предусмотрено размещение амбара для аккумуляции бурового раствора и выбуренного грунта.

На площадке размещается следующее оборудование и сооружения:

- установка горизонтального направленного бурения (в зимний период строительства в утепляющем укрытии);
- установки по приготовлению бурового раствора (в зимний период строительства в утепляющем укрытии);
- насосная станция;
- упорная стенка;
- склады бентонита, бурового инструмента, пиломатериалов и прочее;
- стеллажи с буровыми штангами;

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

						09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							32
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- бытовые помещения (вагончики, прорабская);
- слесарная мастерская;
- осветительные мачты с прожекторами;
- площадка для стоянки автотранспорта;
- временная ДЭС.

Монтажная площадка №2 - площадка служит для выхода буровой колонны и ввода трубопровода в скважину.

На площадке размещается следующее оборудование и сооружения:

- устройство для навинчивания буровых штанг на хвостовую часть расширителей на базе автомобиля с манипулятором или трубоукладчик;
- площадка для стоянки автотранспорта;
- бытовой вагончик;
- осветительные мачты с прожекторами;
- передвижные сварочные посты, кран-трубоукладчик;
- временная ДЭС.

Для аккумуляции выбуренного грунта и остатков бурового раствора рядом с площадкой №2 устраивается амбар.

Монтажная площадка № 3 примыкает к площадке №2 и предназначена для монтажа, сварки и подготовки защитного футляра и рабочего газопровода к протаскиванию.

На площадке размещается следующее оборудование и сооружения:

- опоры для монтажа дюкера трубопровода (инвентарные лежки);
- монтажные ролики по бетонным плитам;
- передвижные сварочные посты, краны-манипуляторы.

Буровая установка устанавливается и якорится в створе перехода. Для якорения буровой установки на монтажной площадке сооружается упорная (анкерная) стенка. Конструкция упорной стенки уточняется при производстве работ, в зависимости от типа буровой установки.

Монтаж стенки производится вибропогружателем или дизель-молотом.

Расстояние от буровой установки (упорной стенки) до точки входа уточняется при подготовке монтажной площадки в зависимости от фактической толщины отсыпаемого слоя, угла входа пилотной скважины и расстояния от основания упорной плиты до оси гидрозамков завинчивания буровых штанг.

По оси протаскивания трубопровода, на железобетонные плиты ПД 20.15-17 устанавливаются роликовые опоры ОРБ-20, на которые перекладывается весь готовый к протаскиванию трубопровод (с изоляцией стыков, после гидравлического испытания).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т							33
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Территория площадки № 3 планируется, в зимний период снежный покров уплотняется, отсыпка площадки привозным грунтом не производится.

Разработка котлована производится одноковшовым экскаватором (емкость ковша 0,65 м3). Амбары выкладываются по дну и стенкам высокопрочной гидроизолирующей полиэтиленовой пленкой, не допускающей загрязнения окружающей среды. Швы пленки свариваются аппаратом для сварки пленки. Пленка, применяемая для гидроизоляции, должна иметь соответствующий сертификат качества и гигиеническое заключение, выданное службой Роспотребнадзора.

По периметру амбара устраивается обвалование из недренирующего грунта, высотой 1,0 м. Точное расположение и технология их устройства уточняется на стадии разработки ППР.

Объем амбаров на МП должен составлять 15-60 % от всего объема бурового раствора. Объем амбара рассчитывается без учета обвалования.

Разработка входных прямков производится непосредственно перед началом работ. Разработка прямков и траншеи производится экскаватором. По периметру траншей, канав и прямков, а также по бровкам оврагов устанавливаются предупредительные сигнальные ограждения.

6.12 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов

Запорная арматура по трассе газопровода устанавливается:

– на узлах береговой запорной арматуры, на узле подключения – краны шаровые DN300, DN100 под приварку с пневмогидроприводами. Время отключения береговых задвижек не более 36 секунд.

6.13 Результат расчёта устойчивости участков проектируемых трубопроводов против всплытия

Расчёт устойчивости положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, и переходах через автодороги был произведён по ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газовые. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».

Расчёт был произведён по минимальной расчетной нагрузке (исключая массу перекачиваемого продукта).

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

						09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							34
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Результат оценки устойчивости проектируемых трубопроводов при пересечении водных преград представлен в таблице 10. Необходима балластировка трубопровода.

Оценка устойчивости футляров для пересечения рек не проводилась, поскольку пересечение рек выполнено бестраншейным методом.

Таблица 9 – Результат оценки устойчивости положения (против всплытия) промышленных трубопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Толщина стенки трубопровода, мм	Коэффициент надежности устойчивого положения, γ_a	Суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом, Q_{act} , Н/м	Суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес), Q_{pas} , Н/м	Условие устойчивости положения $Q_{act} < Q_{pas}$
325	8,0	1,05	870,89	613,92	Не удовлетворяет

Для газопроводов DN300 предусмотрена балластировка утяжелителями контейнерного типа КТ-300 через каждые 10 м.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		35

7 Перечень мероприятий по энергосбережению

Снижение энергозатрат на перекачку обеспечивается созданием оптимальных режимов движения перекачиваемого продукта в трубопроводах путем подбора диаметров труб при выполнении гидравлического расчета.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
							36
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	

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

Данная часть представлена в разделе 09-20-2НИПИ/2022-ПОС.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						37
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

9 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Лист
38

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

Контроль и управление технологическими процессами объектов создается на базе современных средств контроля и автоматизации отечественного и зарубежного производства, удовлетворяющих лучшим международным стандартам и соответствующих Российским нормам и правилам.

Предусмотренный уровень контроля и автоматизации достаточен для обеспечения работы технологических установок с минимальным вмешательством обслуживающего персонала (оператора), обеспечивающий контроль и управление с диспетчерского пункта. Получая информацию о состоянии объекта, оператор имеет возможность проанализировать эту информацию и принять соответствующее решение об управляющем воздействии на объект. Информация поступает на диспетчерский инженерный пункт (ДИП) Усинского газоперерабатывающего завода (УГПЗ).

10.1 Объем контроля и автоматизации

Объем контроля и автоматизации, предусматриваемый данным проектом выполнен в соответствии с СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015, графически представлен на чертеже 09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Г2.

Объектами автоматизации и телемеханизации являются:

Подводный переход Газопровода “ДНС-5” Харьяга – ДНС “Северный Возей” на переходе через реку Колва-4:

- узел береговой запорной арматуры (левый берег);
- узел береговой запорной арматуры (правый берег).

Газопровод “ДНС-5” Харьяга – ДНС “Северный Возей”:

Узел береговой запорной арматуры (левый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до и после запорной арматуры;
- дистанционный контроль температуры после запорной арматуры;
- дистанционный визуальный контроль доступа на территорию кранового узла (видеонаблюдение, с существующего АРМ поста охраны УГПЗ);

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- дистанционный контроль доступа на узел береговой запорной арматуры (калитка);
- управление запорной арматурой: в ручном режиме – по месту с поста управления пневмогидропривода или с АРМ-оператора;

- сигнализация состояния запорной арматуры (открыто, закрыто);
- сигнализация прохождения очистного устройства;
- дистанционное измерение степени коррозии трубопровода;

Узел береговой запорной арматуры (правый берег берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль загазованности в защитном кожухе (в трубопроводе на вытяжную свечу);
- дистанционный контроль давления до и после запорной арматуры;
- дистанционный контроль температуры после запорной арматуры;
- дистанционный визуальный контроль доступа на территорию кранового узла (видеонаблюдение, с существующего АРМ поста охраны УГПЗ);
- дистанционный контроль доступа на узел береговой запорной арматуры (калитка);
- управление запорной арматурой: в ручном режиме – по месту с поста управления пневмогидропривода или с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния запорной арматуры (открыто, закрыто).
- сигнализация прохождения очистного устройства;
- дистанционное измерение степени коррозии трубопровода;

10.2 Телемеханизация перехода через водную преграду

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется системой телемеханики на базе логических контроллеров. Для площадок узлов береговой запорной арматуры (правый и левый берег) система телемеханики является проектируемой. Система производит съем информации с цифровых, аналоговых, частотных датчиков, передает информацию на сервер системы, передает на объекты команды контроля и управления, организует локальное управление оборудованием на объектах, формирует отчеты. В состав системы, кроме контроллеров, входит программное обеспечение, реализующее получение, передачу, обработку и отображение информации.

Система АСУ ТП построена по трехуровневому иерархическому принципу:

- нижний (полевой) уровень: датчики-преобразователи физических величин (полевое оборудование КИПиА), датчики сигнализации состояния оборудования, исполнительные механизмы, аппаратура местного управления (электроприводные задвижки);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т					40
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

- средний уровень – шкаф СУ ТМ (шкаф телемеханики), в состав которого входит программируемый логический контроллер, элементы автоматики, коммутации и защиты;
- верхний уровень - уровень автоматизированного оперативного управления (сервер, рабочие станции, базовое и сервисное программное обеспечение).

Функции нижнего уровня реализуются первичными датчиками и преобразователями, которые монтируются на контролируемых объектах.

Комплекс технических средств нижнего уровня включает в себя следующее оборудование и датчики:

- измерительные приборы, выходной сигнал 4-20мА;
- приборы КИП с выходным сигналом типа «сухой» контакт;
- ЗРА запорно-регулирующая арматура.

Первичное преобразование физических величин в унифицированные электрические сигналы реализуются с помощью датчиков давления, температуры, расхода установленных непосредственно на технологическом оборудовании.

ЗРА позволяет управлять технологическим процессом.

Для сбора первичной информации от датчиков, а также для формирования управляющих воздействий на исполнительные механизмы объекта использована СУ ТМ на базе программируемого логического контроллера и модулей ввода/вывода в составе шкафа телемеханики.

Система функционирует автономно, без участия человека.

Функции среднего уровня реализованы контроллерным оборудованием и специализированным программным обеспечением.

Основой СУ ТМ служит программируемый логический контроллер, выполняющий функции контроля цифровых, аналоговых и импульсных сигналов и выдачу команд управления на исполнительные механизмы.

Программа контроллера в реальном масштабе времени осуществляет сбор, первичную обработку, накопление, хранение текущих технологических данных, выполняет поступающие с верхнего уровня команды управления, выполняет автоматическое управление ЗРА, регулирует в заданных параметрах процесс и производит диагностику состояния оборудования СУ ТМ.

В проектируемом СУ ТМ установлено:

- контроллер;
- защита от перенапряжения;
- автоматические выключатели;
- клеммные зажимы пружинного типа;
- промежуточными реле;

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

						09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							41
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- источник питания 24В;
- оптический кросс;
- источник бесперебойного электропитания.

Преобразование интерфейса RS-485 в Ethernet производится контроллером в шкафу телемеханики.

Система предусматривает возможность получения/передачи данных во внешние информационные системы.

В качестве протоколов/технологии для обмена данными использованы:

- с локальными системами управления протоколы Modbus RTU;
- с внешними информационными системами (АСОДУ) протокол OPC, OPC XML Data

Функции верхнего уровня, уровня диспетчерского пункта системы выполняются управляющим вычислительным комплексом (УВК ДПС), который включает в себя сервер, рабочую станцию диспетчера, рабочую станцию инженера.

На верхнем уровне система управления выполняет следующие функции:

- сбор информации с СУ ТМ технологических объектов, регистрация текущих значений технологических параметров;
- сигнализация отклонений технологических параметров за аварийные и технологические границы;
- телеуправление;
- ведение базы данных;
- наглядное представление хода технологического процесса;
- хранение информации по замерам технологических параметров, по изменению состояния оборудования, аварийной сигнализации;
- обслуживание информационных запросов обслуживающего персонала в диалоговом режиме;
- формирование регламентных отчетных документов;
- интерфейс с другими информационными системами.

Верхний уровень представлен серверным шкафом и АРМом оператора.

Сервер системы и АРМ диспетчера размещены в помещении диспетчерского инженерного пункта УГПЗ.

Решения по информационному обеспечению

Информационное обеспечение существующей системы телемеханики включает в себя возможность интеграции проектируемых площадок.

Решения по математическому обеспечению

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Решение по математическому обеспечению разработаны в рамках существующей системы телемеханики.

Для интеграции береговой запорной арматуры в существующую систему телемеханики требуется применить существующие технические решения, ранее разработанные в проекте верхнего уровня АСУТП. Дополнения технических решений в рамках данного проекта не требуются.

Обмен информации между СУ ТМ и диспетчерским пунктом осуществляется по средствам сетей связи см. 09-20-2НИПИ/2022-ТКР4.

Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Объем информации передаваемой с площадок в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ (левый берег)			
Давление до и после линейной задвижки	x	x	-
Температура после линейной задвижки	x	x	-
Несанкционированный доступ	-	x	-
Управление /сигнализация запорной арматурой (открыть, закрыть; открыта, закрыта)	-	x	x
Сигнализация прохождения очистного устройства	-	x	-
Степень коррозии трубопровода	x	-	-
УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ (правый берег)			
Загазованность в защитном кожухе	x	x	-
Давление до и после линейной задвижки	x	x	-
Температура после линейной задвижки	x	x	-
Несанкционированный доступ	-	x	-
Управление /сигнализация запорной арматурой (открыть, закрыть; открыта, закрыта)	-	x	x
Сигнализация прохождения очистного устройства	-	x	-
Степень коррозии трубопровода	x	-	-

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

10.3 Технические средства автоматизации

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

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

– для дистанционного измерения давления датчик избыточного давления АИР-10Н (1ExdIICT5X, IP66) производства ООО НПП «Элемер» Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для дистанционного измерения температуры поверхностный датчик температуры ТСМУ 011 (1ExdIICT6X, IP66) производства ЗАО СКБ «Термоприбор» Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для контроля загазованности предусматривается датчик-газоанализатор стационарный ДГС ЭРИС-210 (1Exd[ia]IICT6, IP67) производства ГК «ЭРИС», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для беспроводной передачи данных от датчика загазованности одноканальный автономный измеритель-коммутатор аналоговых (токовых и резистивных) сигналов производства ООО «РОССМА» Россия, или аналог;

– для дистанционного измерения степени коррозии предусматривается коррозиметр Аккорд ER PRO производства ООО НПП «Сонар», Россия, Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

По устойчивости к воздействию окружающей среды приборы соответствует климатическому исполнению УХЛ 1 по ГОСТ 15150-69.

Установленные приборы сохраняют работоспособность при температуре окружающей среды от минус 55 до плюс 60 °С.

Электропитание приборов и средств автоматизации осуществляется постоянным током напряжением 24 В, 100 В.

Заземление средств автоматизации и телемеханизации выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ. По месту приборы заземляются согласно требованиям изготовителей приборов. Присоединение к заземляющему устройству осуществляется при помощи провода в желто-зеленой изоляции ПуГВ 1х6 и полосы Б2 4х20 (СтЗкп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89). Монтаж выполняется согласно инструкции по монтажу зануления и защитного заземления ТИ4.25088.17000. Сопротивление заземляющего устройства площадок составляет не более 4,0 Ом.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							44

Электроснабжение средств автоматизации и телемеханики предусматривается по 1-й категории надежности электроснабжения. Безопасность функционирования запроектированных средств автоматизации, в частности, методы заделки мест прохода проводок средств автоматизации через ограждающие строительные конструкции, обеспечивающие требуемую огнестойкость этих конструкций и предотвращение распространения огня, выполняется в соответствии с ПУЭ.

Типы кабелей СКАБ250нг(А)-HF-ХЛ/СКАБ250Кнг(А)-HF-ХЛ Nx2xS (или аналогичный) выбраны в соответствии с ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. На высоте до 2м снаружи прокладка кабельных линий осуществляется в коробе и металлорукаве, в помещениях в кабель-канале. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018, имеют сечение не менее 1 мм². При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП77.13330.2016. Согласно СП77.13330.2016 экраны кабелей заземляются со стороны шкафов телемеханики, шкафов АСУТП.

Высота прокладки кабельных трасс по эстакаде в соответствии с СП 18.13330.2019, ПУЭ принята 5 м до проезжей части для переходов через дороги. Для кабельной эстакады и галереи в непроезжей части территории промышленного предприятия высота прокладки кабельной трассы не менее 2,5 м от планировочной отметки земли.

Прокладка измерительных кабелей, кабелей управления и сигнализации осуществляется в коробах по эстакадам, металлическим конструкциям совместно с электротехническими кабелями, но на разных полках.

Небронированные кабели прокладываются в стальных водогазопроводных трубах или в стальных коробах. Бронированные кабели применяются в резиновой, поливинилхлоридной и металлической оболочках, не распространяющих горение. При этом стальные трубы электропроводки, коробка с небронированными кабелями и бронированные кабели прокладываются на расстоянии не менее 0,5 м от трубопроводов, со стороны трубопроводов с негорючими веществами.

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

						09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							45
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

Проектируемый объект не относится к объектам транспортной инфраструктуры, в связи чем разработка мероприятий по обеспечению транспортной безопасности не требуется.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам, распространенным в пределах участка работ, относятся процессы морозного пучения, подтопления и затопления.

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.

По результатам инженерных изысканий некоторые участки трасс проходят по обводненной территории. Для проверки необходимости балластировки трубопроводов был произведен расчет на устойчивость против всплытия. По результатам расчета на проектируемых трубопроводах предусмотрена балластировка утяжелителями контейнерного типа КТ-300 через каждые 10,0 м.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

**Приложение А
(обязательное)
Физико-химические свойства**

Наименование показателя	Показатель (среднее значение)
Плотность в стандартных условиях, кг/м ³	1,0246
Теплота сгорания (низшая) при температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа, МДж/м ³	45,3
Теплота сгорания (высшая) при температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа, МДж/м ³	49,8
Число Воббе (высшее) , МДж/м ³	54,0
Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³	0,005
Массовая концентрация сероводорода, г/м ³	0,002
Объемная концентрация сероводорода, %	0,00
Компонентный состав, %:	
Метан	62,21
Этан	16,10
Пропан	11,03
Изобутан	0,92
Н-бутан	3,08
Изопентан	0,32
Н-пентан	0,07
Гексаны	0,19
Диоксид углерода	1,76
Кислород	0,04
Азот	4,28

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Библиография

49-ФЗ от 07.05.2001	О территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации (с изменениями на 8 декабря 2020 года)
116-ФЗ от 21.07.1997	О промышленной безопасности опасных производственных объектов (с изменениями на 14 ноября 2023 года)
137-ФЗ от 25.10.2001	О введении в действие Земельного кодекса Российской Федерации (с изменениями на 14 февраля 2024 года)
184-ФЗ от 27.12.2002	О техническом регулировании (с изменениями на 2 июля 2021 года) (редакция, действующая с 23 декабря 2021 года)
201-ФЗ от 04.12.2006	О введении в действие Лесного кодекса Российской Федерации (с изменениями на 13 июня 2023 года) (редакция, действующая с 1 сентября 2023 года)
384-ФЗ от 30.12.2009	Технический регламент о безопасности зданий и сооружений (с изменениями на 2 июля 2013 года)
Постановление №87 от 16.02.2008	О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (с изменениями на 15 сентября 2023 года)
ГОСТ Р 21.101-2020	Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации (с Поправкой)
ГОСТ 25100-2020	Грунты. Классификация (с Поправкой)
ГОСТ 27751-2014	Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения (Переиздание, с Изменением N 1)
СП 18.13330.2019	Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка (Генеральные планы промышленных предприятий). СНиП II-89-80* (с Изменениями N 1, 2)
СП 36.13330.2012	Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2, 3, 4)
СП 50.13330.2012	Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003 (с Изменениями N 1, 2)
СП 131.13330.2020	Строительная климатология СНиП 23-01-99* (с Изменениями N 1, 2)
СП 284.1325800.2016	Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

проектирования и производства работ (с Изменением N 1).

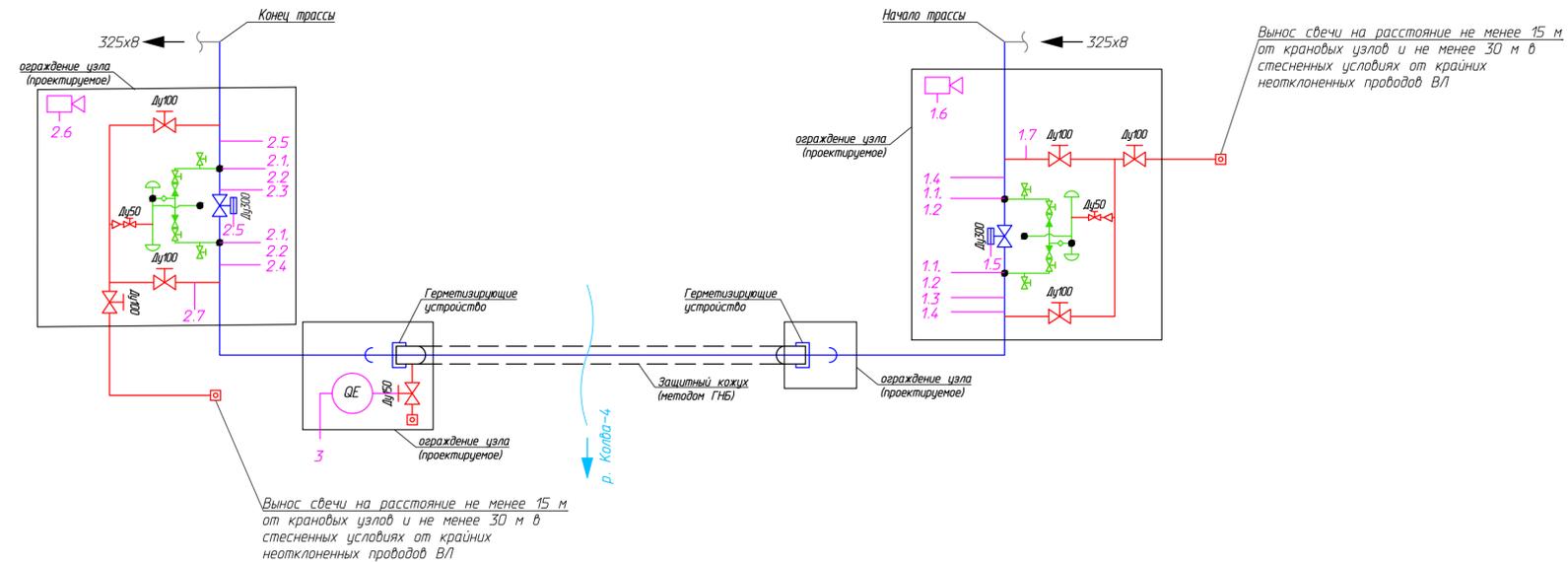
СП 115.13330.2016	Геофизика опасных природных воздействий. Акт. ред. СНиП 22-01-95
СП 14.13330.2018	Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81* (с Изменениями N 2, 3)
СНиП 12-03-2001	Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования
СНиП 12-04-2002	Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство
СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03	Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов
ВСН 005-88	Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация
ВСН 012-88	Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть I (с Изменением N 1)
РД 08-435-02	Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоение и эксплуатация скважин на кусте
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
СП 11-105-97	Инженерно-геологические изыскания для строительства
СП 22.13330.2016	Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83* (с Изменениями N 1, 2, 3,4)
СН 459-74	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин
09-20-2НИПИ/2022-ИГДИ	Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной документации
09-20-2НИПИ/2022-ИГИ	Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации
09-20-2НИПИ/2022-ИГМИ	Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной документации
09-20-2НИПИ/2022-ИЭИ	Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Т							50
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Схема линейного объекта
Газопровод "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей"

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Проектируемый газопровод
	Линия импульсного газа
	Шаровый кран с пневмогидроприводом
	Шаровый кран под приварку с ручным приводом
	Продувочная свеча
	Стойка отбора газа
	Переход
	Фильтр-осушитель
	Обратный клапан



- "К" - поставляется в комплекте коррозиметра.
- * - предусмотрено томом 09-20-2НИПИ/2022-ТКР6.

Инф. № подл.	Инф. №	Информация																
1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	3		
Давление 2.5 МПа	Давление 2.5 МПа	Температура	Прохождение ОУ	Управление, сигнализация	Видеонаблюдение	Охранная сигнализация кранового узла	Степень коррозии	Связь со шкафом ТМ (сущ.) (ТПП Лукойл-Усинскнефтегаз)	Давление 2.5 МПа	Давление 2.5 МПа	Температура	Прохождение ОУ	Управление, сигнализация	Видеонаблюдение	Охранная сигнализация кранового узла	Степень коррозии	Связь со шкафом ТМ (сущ.) (ТПП Лукойл-Усинскнефтегаз)	Загазованность в кожухе
РБ 2шт.	РТ 101, 102	ТТ 101, 102	БС 101, 102	НСУ 101, Н 3А1.1			ЗЕ зонд 101 "К", ЗТ 101 БЭК "К"		РБ 2шт.	РТ 201, 202	ТТ 201, 202	БС 201, 202	НСУ 201, Н 3А2.1			ЗЕ зонд 201 "К", ЗТ 201 БЭК "К"	ОТ 301	
Шкафы КИП, ШУ	4...20 мА	4...20 мА	(1)	"Откр." "Закр."	"Откр." "Закр."	"Доступ" (1)	Коррозиметр	Шкаф контроля коррозии "К"	Шкафы КИП, ШУ	4...20 мА	4...20 мА	(1)	"Откр." "Закр."	"Откр." "Закр."	"Доступ" (1)	Коррозиметр	Шкаф контроля коррозии "К"	LoRaWAN
Аналоговые вх.	Дискретн. вх.	Аналоговые вых.	Дискретные вых.	Счетные вх.	Цифровые вх.	Ethernet*	RS485/ModBus RTU	Ethernet*	Аналоговые вх.	Дискретн. вх.	Аналоговые вых.	Дискретные вых.	Счетные вх.	Цифровые вх.	Ethernet*	RS485/ModBus RTU	Ethernet*	

09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Г1

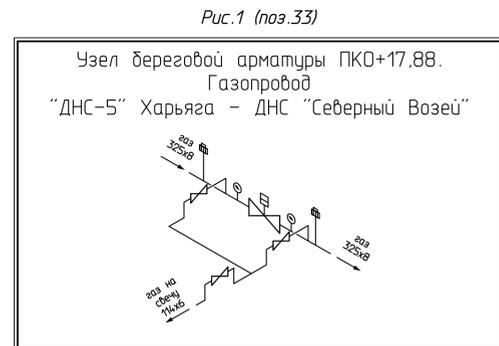
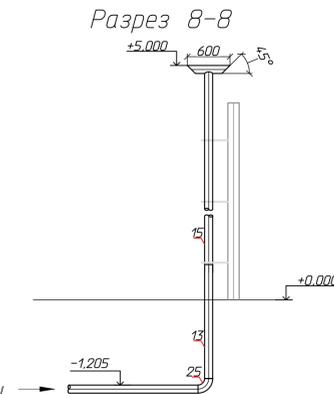
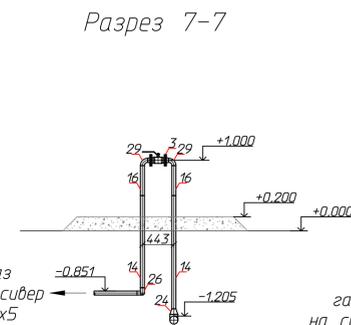
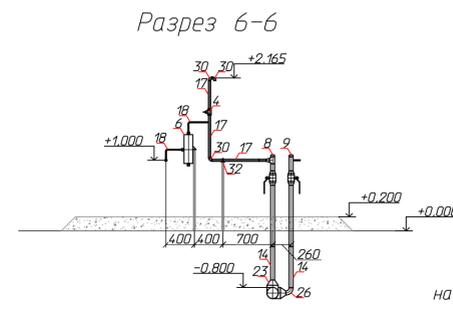
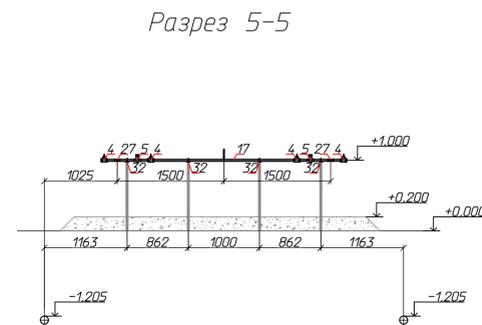
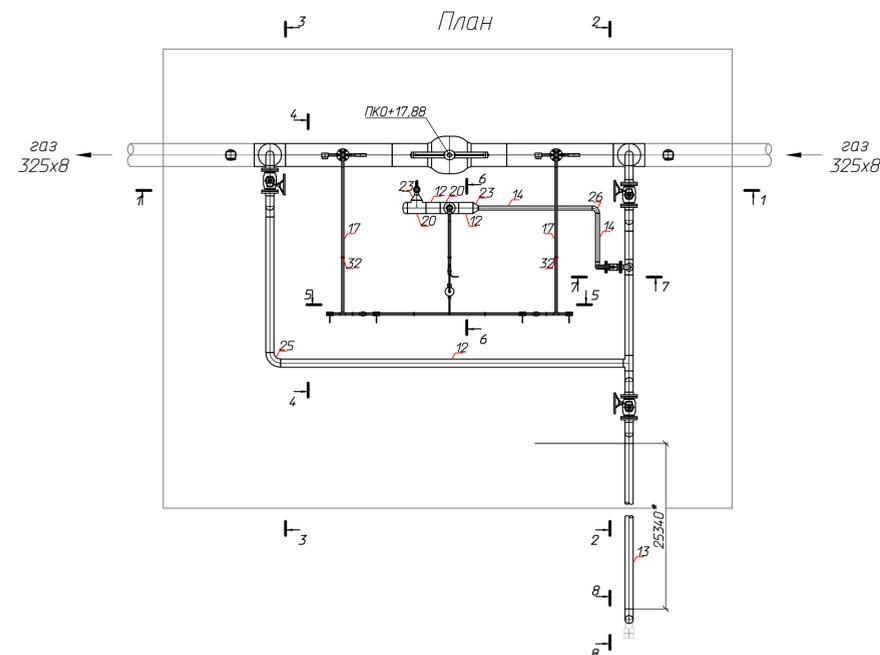
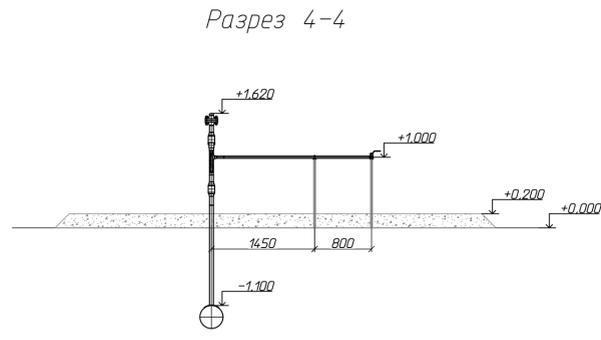
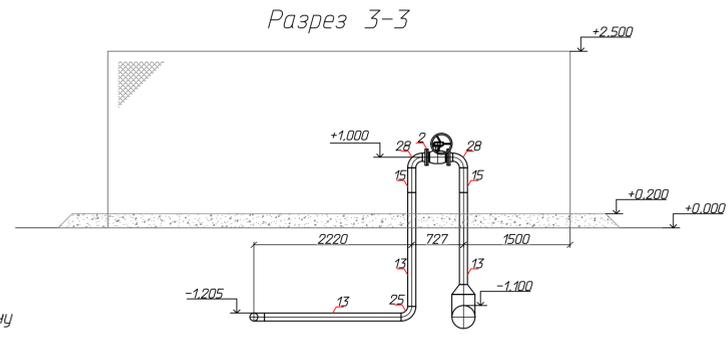
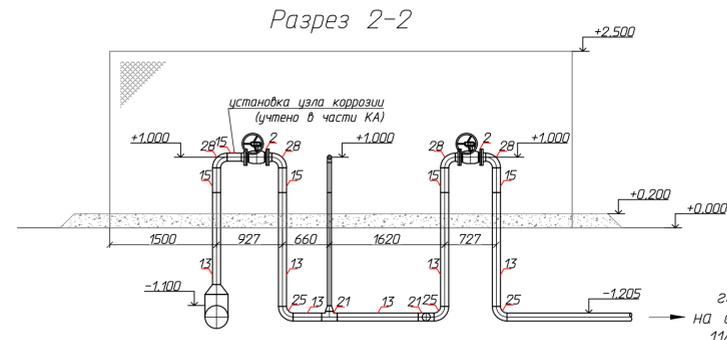
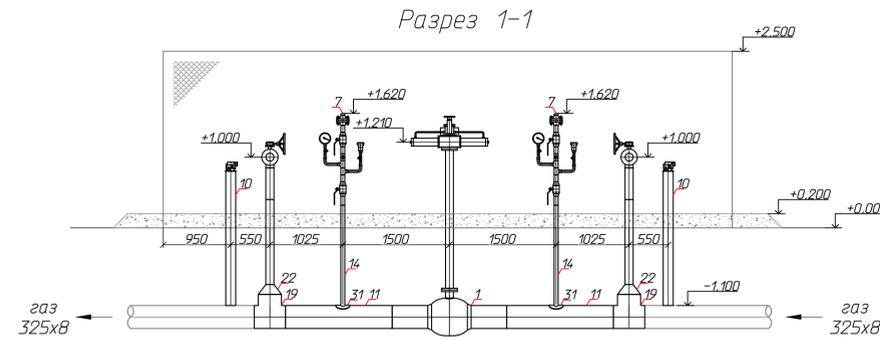
"Реконструкция МПГ "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей" (Колва-4)"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.	Хлопин				04.24
Проверил	Нодоселова				04.24
Разраб.	Телицын				04.24
Проверил	Конанов				04.24
Н. контр.	Салдаева				04.24

Схема линейного объекта. Газопровод "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей"

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Узел береговой арматуры ПК0+17.88.
Газопровод "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей"



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Кран шаровой приборной с пневмоприводом, надземный DN 300 мм, Ру 2,5 МПа, уплотнитель шпинделя Н=2,0 м, кольцо L=500 мм	1	450,0	без учета прибора
2		Кран шаровой с КОФ с ручным приводом, надземный DN100 мм, Ру 2,5 МПа	3	65,0	
3		Кран шаровой с КОФ с ручным приводом, надземный DN50 мм, Ру 2,5 МПа	1	30,0	
4		Кран шаровой приборной, ручной, надземный, DN25 мм, Ру 2,5 МПа, исполнение УХЛ	5	1,5	
5		Клапан обратный приборной, надземный, DN25 мм, Ру 2,5 МПа, исполнение УХЛ	2	1,5	
6		Фильтр-осушитель под приборку к трубе 14x3 в комплекте с краном	1	20,0	
7		Стойка отбора импульсного газа	2		
8		Стойка отбора импульсного газа для подключения к ресиверу	1		
9		Стойка отбора импульсного газа для подключения к прибору	1		
10		Сигнализатор рычажный типа СРУ	2	55,2	
11		Труба стальная бесшовная с наружным покрытием -325x8	3,0	62,6	
12		-159x6	0,4	22,7	
13		-114x6	44,5	16,0	
14		-57x4	6,3	5,2	
15		Труба стальная бесшовная -114x6	7,2	16,0	
16		-57x4	0,9	5,2	
17		-32x3	8,6	2,2	
18		-14x3	0,9	0,8	
19		Детали из стали с наружным покрытием Тройник ТИСП 325x8 (К4В)-325x8 (К4В)-2,5-0,6-УХЛ	2	31,0	
20		Тройник П 159x6	2	6,6	
21		Тройник П 114x6	2	4,4	
22		Переход П К-325x8-114x6	2	11,0	
23		Переход П К-159x6-57x4	3	2,4	
24		Переход П К-114x6-57x4	1	1,3	
25		Отвод П 90°-114x6	6	3,8	
26		Отвод П 90°-57x4	3	0,7	
27		Детали из стали Тройник П 32x3	2	0,4	
28		Отвод П 90°-114x6	6	3,8	
29		Отвод П 90°-57x4	2	0,7	
30		Отвод П 90°-32x3	3	0,2	
31		Усиливающая накладка Ø200x8 из трубы 325x8	2	2,0	
32		Опора 32-ХБ-А-В	7	0,1	
33		Пластина 900x600	1	8,5	

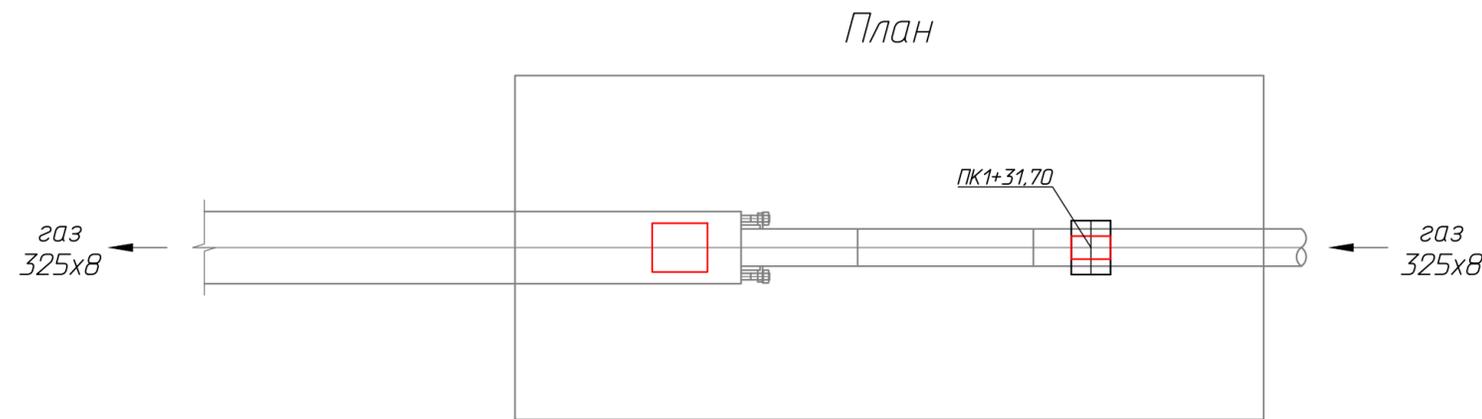
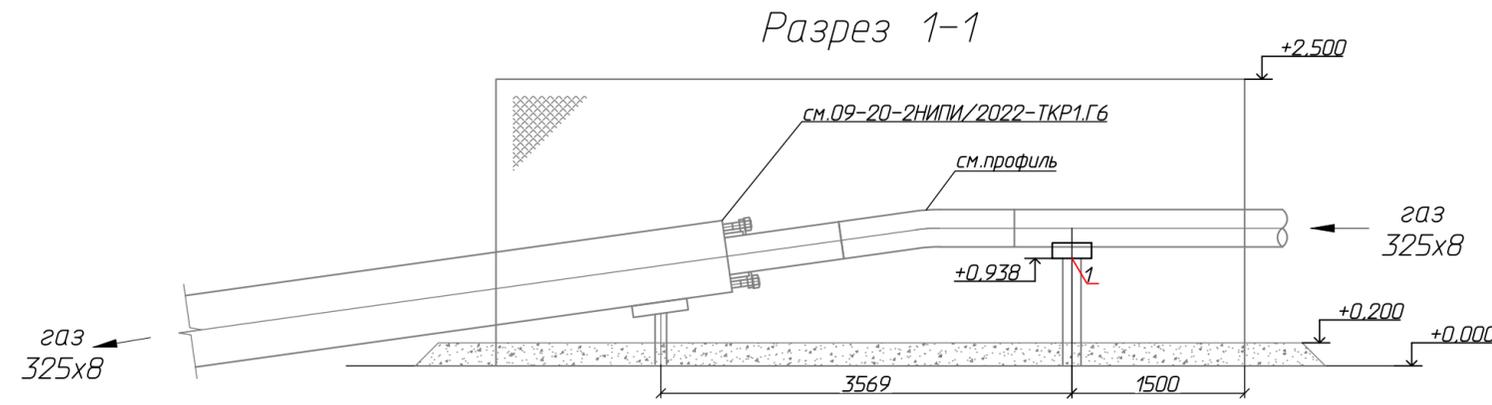
09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Г3				
"Реконструкция МПТ "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей" (Колба-4)"				
Изм.	Колуч.	Лист	Док.	Подпись
				04.24
Разраб.	Хлопч			04.24
Проверил	Нодоселова			
Н. контр.	Салдаева			04.24
Узел береговой арматуры ПК0+17.88. Газопровод "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей" План. Разрезы 1-1 - В-В				000 "НИПИ нефти и газа УГТУ"

- Узел береговой арматуры расположен на ПК0+17.88 проектируемого участка газопровода "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей".
- Строительные конструкции представлены в части ТКР2.
- Знаки необходимо покрыть лакокрасочным покрытием в составе: грунтовка, перхлорвиниловая эмаль. Изображение на знак нанести методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочетчатого УФ-принтера.

Узел установки герметизатора ПК1+31,70.
Газопровод "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей"

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Опора 325-КХ-А12	1	21,0	

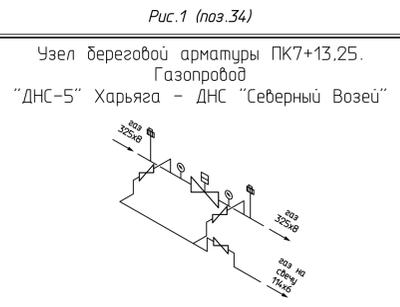
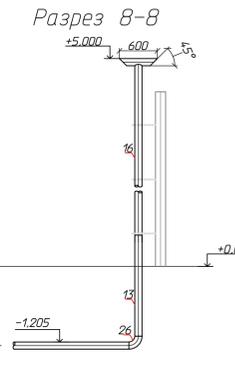
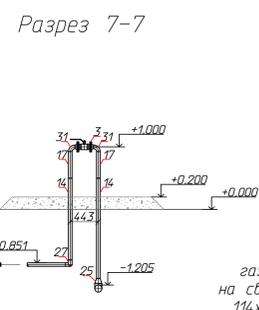
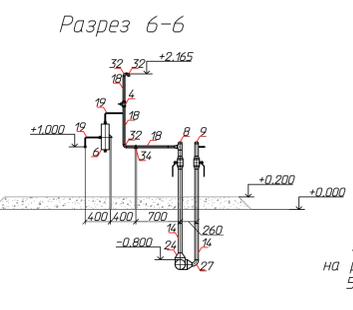
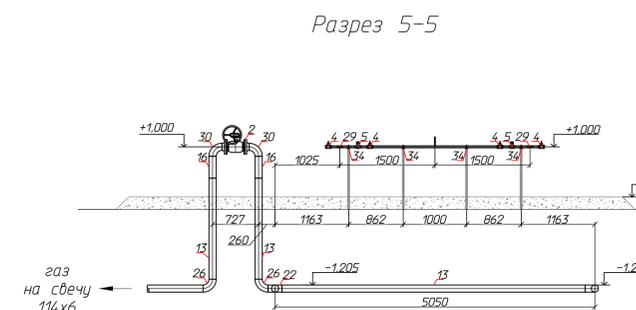
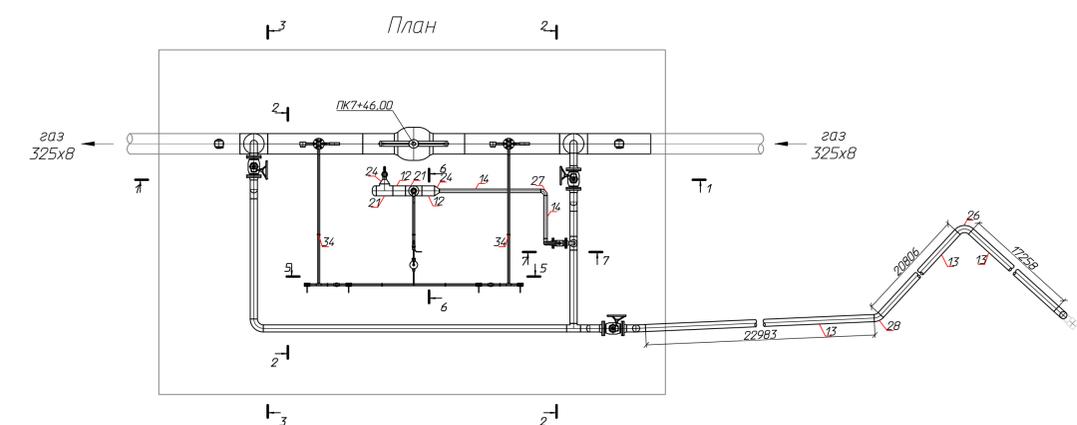
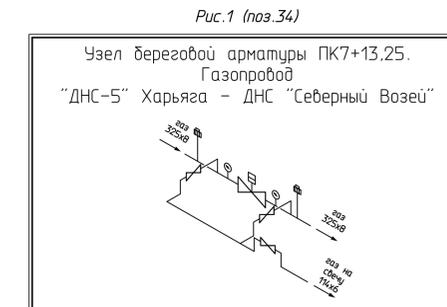
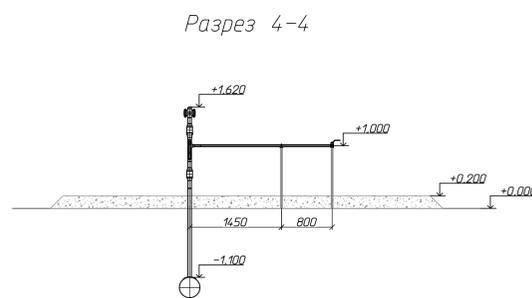
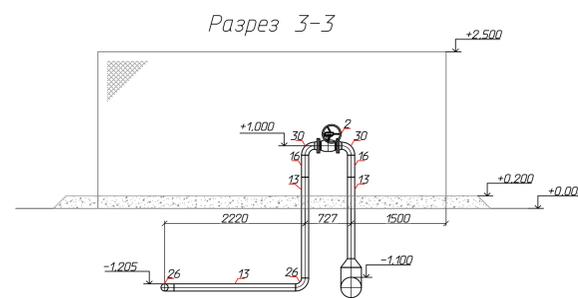
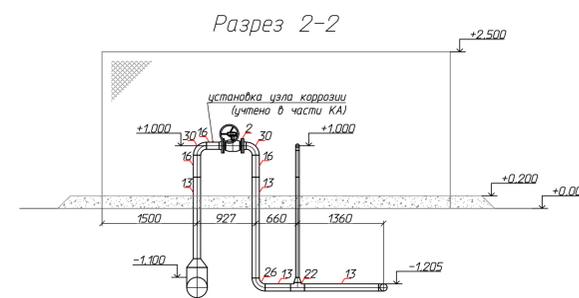
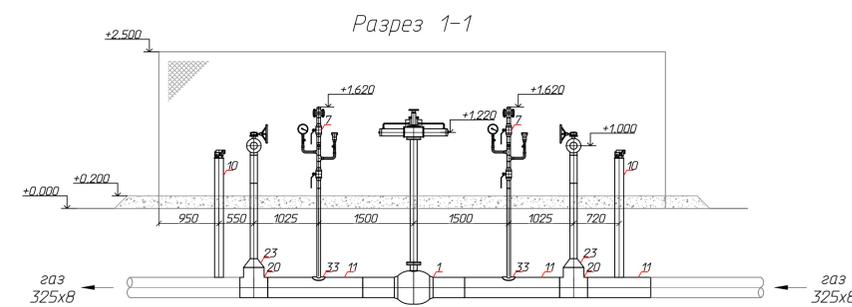


1. Узел установки герметизатора расположен на ПК1+31,70 проектируемого участка газопровода "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей"
2. Строительные конструкции представлены в части ТКР2;

09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Г4					
"Реконструкция МПГ "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей" (Колва-4)"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Хлопин			04.24
Проверил		Новоселова			04.24
Н. контр.		Салдаева			04.24
				Узел установки герметизатора ПК1+31,70. Газопровод "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей". План. Разрез 1-1	
				Стадия	Лист
				П	1
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

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

Узел береговой арматуры ПК7+46.00.
Газопровод "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Восток"



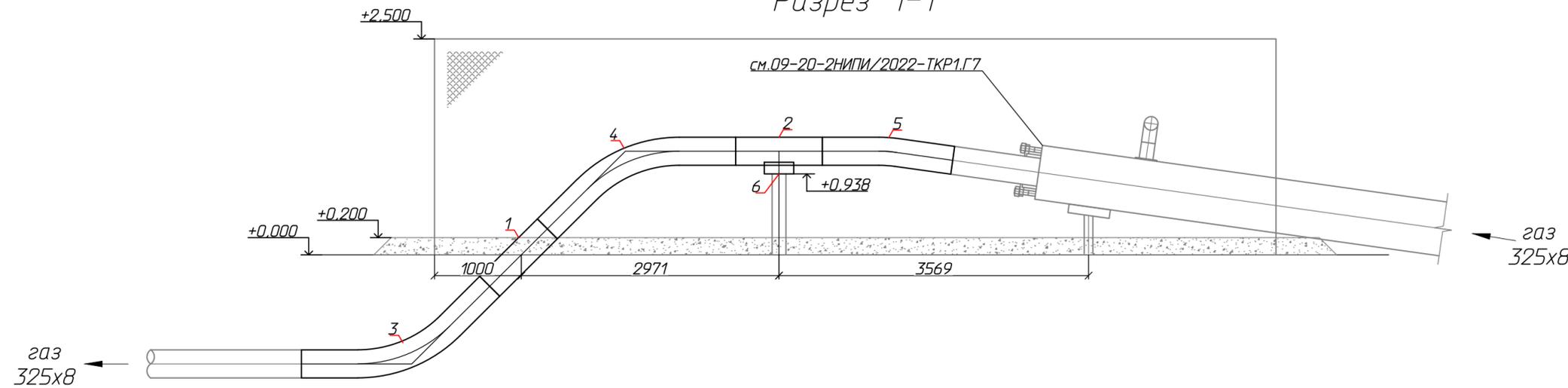
Спецификация					
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Кран шаровый приварной с пневмоприводом, подземный, DN 200 мм, Ру 2,5 МПа, цилиндр штифта N=2,0 м, кольцо L=500 мм	1	450,0	без учета привара
2		Кран шаровый с КОР с ручным приводом, надземный, DN100 мм, Ру 2,5 МПа	3	65,0	
3		Кран шаровый с КОР с ручным приводом, надземный, DN50 мм, Ру 2,5 МПа	1	30,0	
4		Кран шаровый приварной, ручной, надземный, DN25 мм, Ру 2,5 МПа, исполнение УХЛ	5	1,5	
5		Кран шаровый приварной, ручной, надземный, DN25 мм, Ру 2,5 МПа, исполнение УХЛ	2	1,5	
6		Фильтр-осушитель под приварку к трубе 14x3 в комплекте с кронштейном	1	20,0	
7		Стойка отбора импульсного газа	2		
8		Стойка отбора импульсного газа для подключения к ресиверу	1		
9		Стойка отбора импульсного газа для подключения к приводам	1		
10		Сигнализатор рычажный типа СРУ	2	55,2	
11		Труба стальная бесшовная с наружным покрытием -325x8	4,0	62,6	
12		-159x6	0,4	22,7	
13		-114x6	80,2	16,0	
14		-57x4	6,3	5,2	
		Труба стальная бесшовная			
15		-325x8	1,0	62,6	
16		-114x6	7,2	16,0	
17		-57x4	0,9	5,2	
18		-32x3	8,6	2,2	
19		-14x3	0,9	0,8	
		Детали из стали с наружным покрытием			
20		Тройник ТИХР 325x8 (К4В)-325x8 (К4В)-2,5-0,6-УХЛ	2	31,0	
21		Тройник П 159x6	2	6,6	
22		Тройник П 114x6	2	4,4	
23		Переход П К-325x8-114x6	2	11,0	
24		Переход П К-159x6-57x4	3	2,4	
25		Переход П К-114x6-57x4	1	1,3	
26		Отвод П 90°-114x6	7	3,8	
27		Отвод П 90°-57x4	3	0,7	
28		Отвод П 45°-114x6	1	1,9	
		Детали из стали			
29		Тройник П 32x3	2	0,4	
30		Отвод П 90°-114x6	6	3,8	
31		Отвод П 90°-57x4	2	0,7	
32		Отвод П 90°-32x3	3	0,2	
33		Усиливающая накладка Ø200x8 из трубы 325x8	2	2,0	
34		Опора 32-ХБ-А-В	7	0,1	
35		Пластина 900x600	1	8,5	

09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Г5					
"Реконструкция МП "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Восток" (Колда-4)"					
Изм.	Колуч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
					04.24
Разраб.	Хлопин				04.24
Проверил	Новоселова				04.24
Н. контр.	Салдаева				04.24

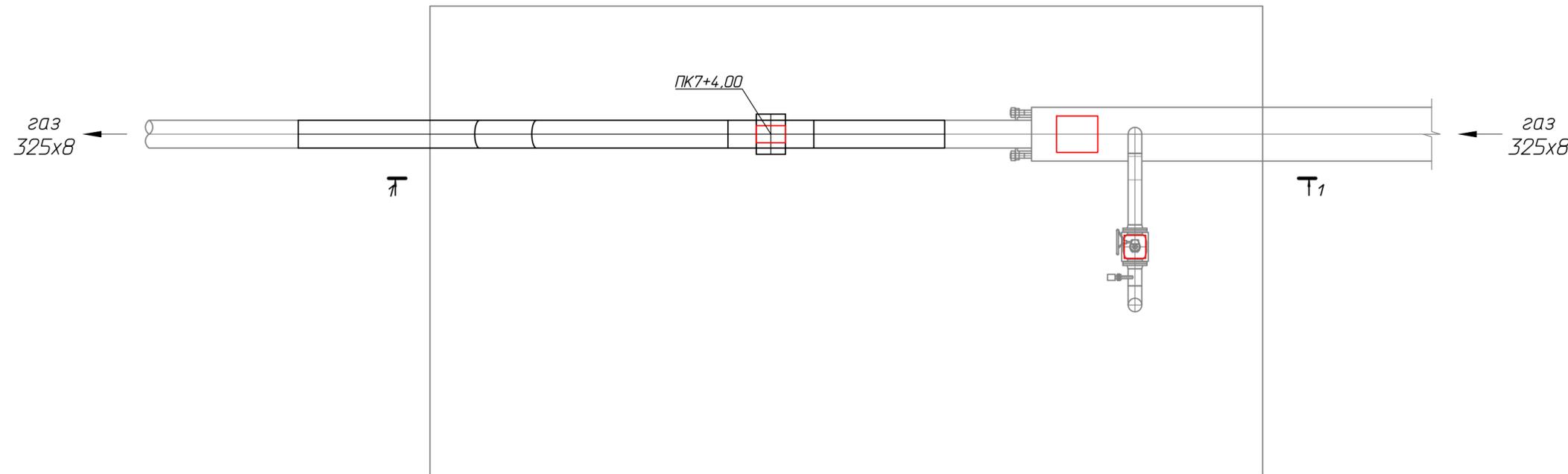
1. Узел береговой арматуры расположен на ПК7+46.00 проектируемого участка газопровода "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Восток".
2. Строительные конструкции представлены в части ТКР2.
3. Знаки необходимо покрыть лакокрасочным покрытием в составе: грунтовка, перхлорвиниловая эмаль. Изображение на знак нанести методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечного УФ-принтера.

Узел установки герметизатора ПК7+4,00.
Газопровод "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей"

Разрез 1-1



План



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба стальная бесшовная с наружным покрытием -325x8	1,0	62,6	
2		Труба стальная бесшовная -325x8	1,0	62,6	
3		Детали из стали с наружным покрытием Отвод ОГ 45°-325(8K48) -2,5-0,6-5DN-1300/1300-УХЛ	1	155,2	
4		Детали из стали Отвод ОГ 45°-325(8K48) -2,5-0,6-5DN-1300/1300-УХЛ	1	155,2	
5		Отвод ОГ 8°-325(8K48) -2,5-0,6-5DN-800/800-УХЛ	1	94,5	
6		Опора 325-KX-A12	1	21,0	

1. Узел установки герметизатора расположен на ПК7+4,00 проектируемого участка газопровода "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей"
2. Строительные конструкции представлены в части ТКР2;

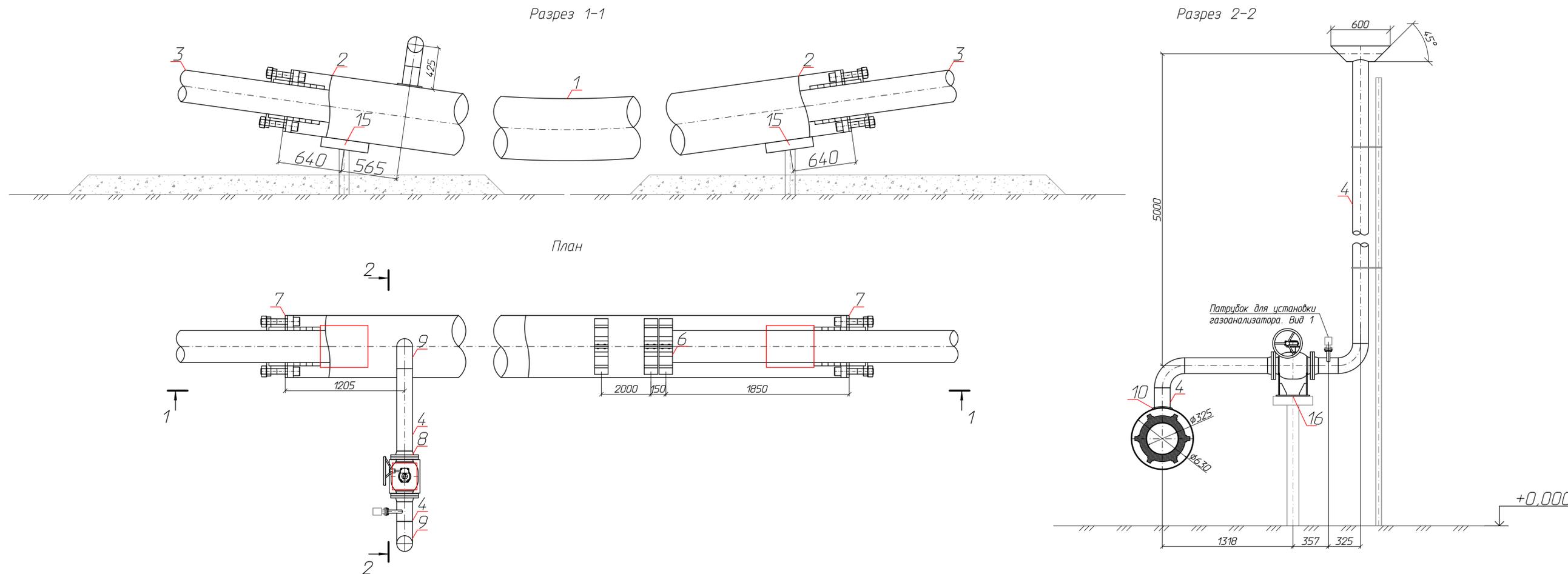
09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Г6

"Реконструкция МПГ "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей" (Колва-4)"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Хлопин			04.24	П		1
Проверил		Новоселова			04.24			
Н. контр.		Салдаева			04.24	Узел установки герметизатора ПК7+4,00. Газопровод "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей" План. Разрезы 1-1 - 8-8		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

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

Конструкция подземного защитного кожуха с сальниковым уплотнением DN600.
Газопровод "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей"



Спецификация					
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба 630x10 стальная электросварная прямошовная с заводским трехслойным полиэтиленовым покрытием ПЭПК-3-С	544,2	152,9	м
2		Труба 630x10 стальная электросварная прямошовная с наружным покрытием	26,1	152,9	м
3		Труба стальная бесшовная -325x8	572,3	62,6	
4		Труба стальная бесшовная -159x6	6,5	22,7	
5		-32x3	0,2	2,2	
6		Кольца опорно-направляющие марки ПМТД 325/630 Тип2	294	-	комплект
7		Устройство сальникового уплотнения трубы Ø325 в трубе Ø630	2	-	комплект
8		Кран шаровой фланцевый, с КИФ с ручным приводом, надземный DN150 мм, Ру 2,5 МПа	1	180,0	
		Детали из стали			
9		Отвод П 90°-159x6	2	8,1	
10		Усиливающая накладка Ø250x10 из трубы 630x10	1		
11		Фланец 32-6-01-1-B-IV	1	1,02	в комплекте крепежом
12		Болт M12x55(S18)	4	0,0063	
13		Гайка AM12	4	0,006	
14		Прокладка А-32-6 ПОН	1	0,013	
15		Опора БКС (УХЛ) 100.630 с АКП	2		
16		Опора под кран DN150	1	14,3	
09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Г7					

Параметры защитных кожухов				
Название дороги (коммуникации)	Параметры проектируемого кожуха			
	L, м	Границы кожуха	Кол. колец, шт.	Тип покрытия
Газопровод "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей"				
р.Колва	570,3	ПК1+34,7 - ПК7+1,0	294	Забодское изоляционное покрытие

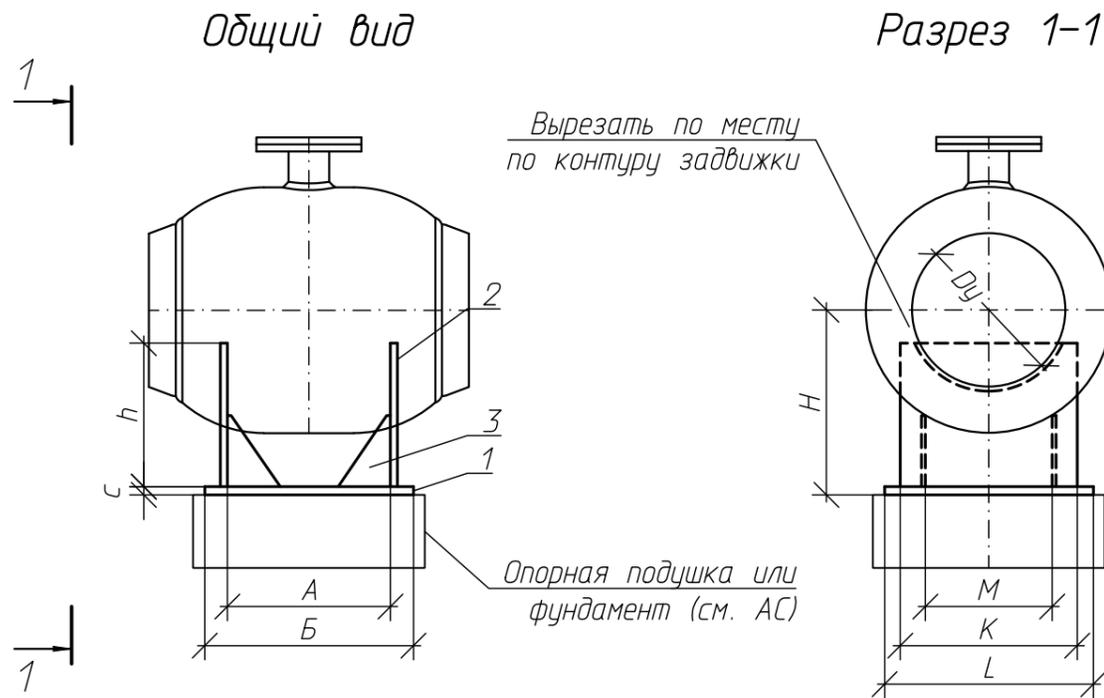
1. Количество изделий и материалов в спецификации представлено на 1 защитный кожух.
2. Труба кожуха для проведения ГНБ учтена с наружным изоляционным слоем, труба для последующего наращивания учтена без наружного покрытия.
3. Труба проектируемого трубопровода учтена в чертеже кожуха.
4. Кольца опорно-направляющие устанавливаются на всем подземном участке кожуха (ГНБ).
5. Кольца предохранительные устанавливаются на монтажный кобрик, выполненный из обертки полиэтиленовой изоляционной (толщина не менее 0,6мм).
6. Наружнюю кромку на защитных кожухах притупить.
7. Наращивание кожуха кожуха предусматривается из секций труб длиной 10м, разрезанных вдоль оси на две равные половины. Защита основной трубы от дрыг и расплавленного металла осуществляется мультиаксиальным листом.
8. Наращивание защитного кожуха монтируется секциями из полуфутляров 630x10 мм.
9. Изготовление полуфутляров (разрезание секций труб вдоль оси и разделку краев под сварку рекомендуется выполнять в заводских или базовых условиях).
10. Полуфутляры свариваются между собой сплошными продольными швами, а секции - поперечными (кольцевыми) швами. При подготовке полуфутляров необходимо проследить за тем, чтобы расстояние между вновь заваренными и заводскими продольными швами было не менее 100 мм.
11. Контроль сварных стыков выполнить 100% радиграфическим методом.
12. Антикоррозионную изоляцию кожуха выполнить лентой полиэтиленовой в 1 слой (толщина не менее 0,6 мм) с покрытием обертки полиэтиленовой для защиты изоляции (толщина не менее 0,6 мм) в 1 слой.
13. Устройство сальникового уплотнения, вытяжку свечу, надземную часть кожуха покрыть:
 - грунт-эмалью эпоксидной в 1 слой с расходом 0,55 кг/м²,
 - эмалью полиуретановой в 1 слой с расходом 0,225 кг/м²,
 - грунт-эмалью быстросохнущей в 1 слой с расходом 0,22 кг/м².
14. Изготовление полуфутляров (разрезание секций труб вдоль оси и разделку краев под сварку рекомендуется выполнять в заводских или базовых условиях).
15. Вытяжная свеча устанавливается со стороны, имеющей более высокую отметку.
16. Стойка для свечи и опоры представлены в части архитектурно-строительных решений - ТКР2.
17. * - размеры уточнить по месту.

09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Г7					
"Реконструкция МПГ "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей" (Колва-4)"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разработчик	Хлопин	03.23			
Проверил	Новоселова	03.23			
Н. контр.	Салдаева	03.23			
Конструкция подземного защитного кожуха с сальниковым уплотнением DN600. Газопровод "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей" План. Разрезы 1-1, 2-2					000 "НИПИ нефти и газа УГТУ"

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

Опора под шаровой кран

Спецификация

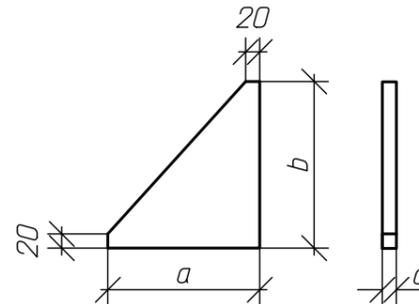


Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Опора под кран DN150		19,9	
1		Основание 340x310x10	1	8,3	
2		Косынка 225x250x10	2	4,4	
3		Ребро 120x70x10	4	0,7	

Конструктивные размеры

Ду	A	Б	С	Н	h	К	L	М	a	b	c
150	270	340	10	310	225	250	310	150	70	120	10

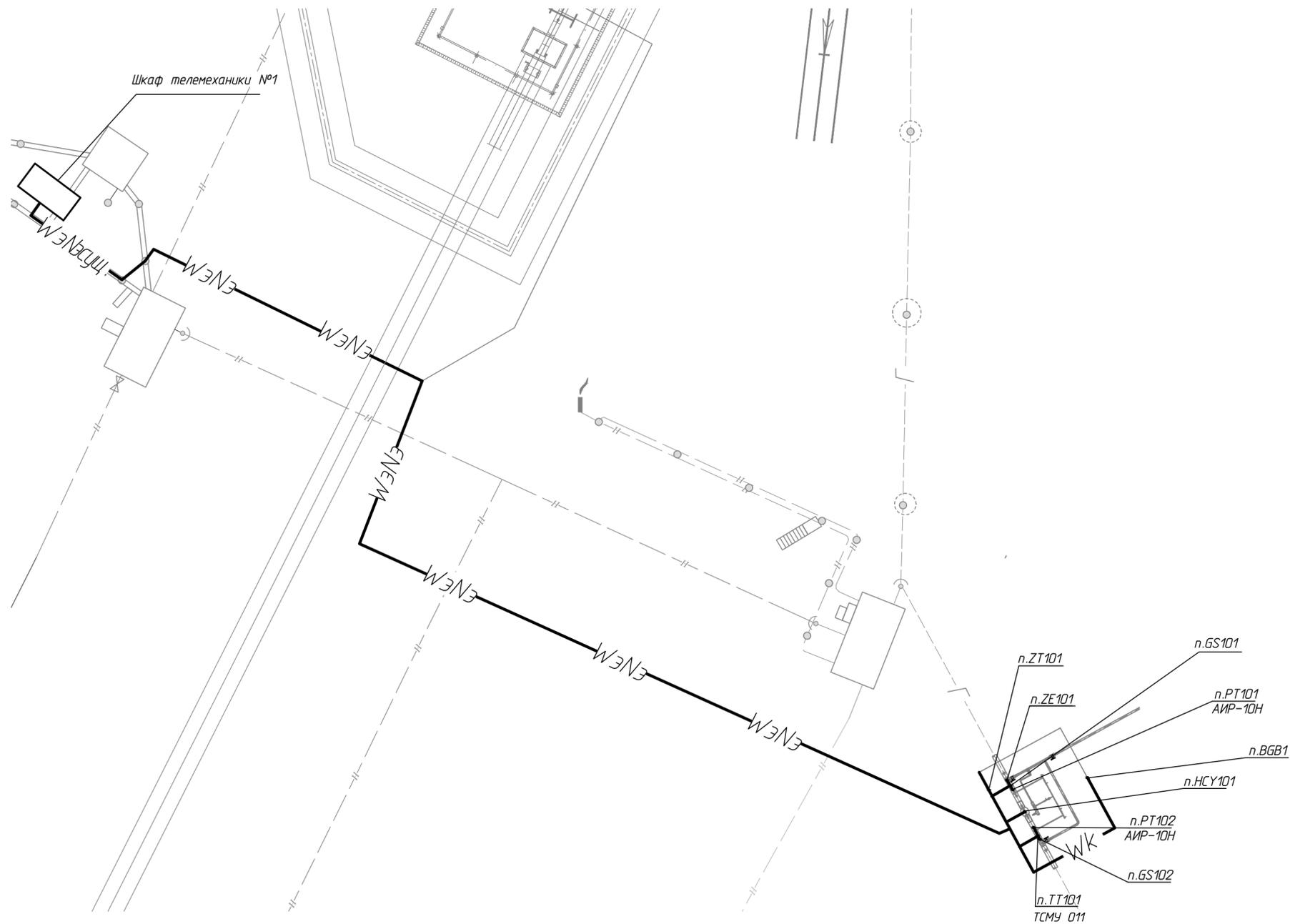
Ребро (поз. 3)



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

- Конструкция опоры - сварная, катет шва 8 мм. Сварку произвести по ГОСТ 5264-80. Использовать электроды Э-42, ГОСТ 9467-75.
- Материал для изготовления опоры под задвижку - сталь марки 09Г2С ГОСТ 19281-2014.
- Опоры покрыть
 - грунт-эмалью эпоксидной в 1 слой с расходом 0,55 кг/м²,
 - эмалью полиуретановой в 1 слой с расходом 0,225 кг/м²,
 - грунт-эмалью быстросохнущей в 1 слой с расходом 0,22 кг/м².
- Площадь окрашиваемой поверхности одной опоры под задвижку Ду150 - 0,50 м².

						09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Г8			
						"Реконструкция МПГ "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей" (Колва-4)"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата		Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Хлопин			03.23				
Проверил		Новоселова			03.23		П		1
Н. контр.		Салдаева			03.23				
						Опора под шаровой кран. Общий вид. Газопровод "ДНС-5" Харьяга-ДНС "Северный Возей". Разрез 1-1			
						ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"			



Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
—WЭНэсущ.—	Прокладка кабелей КИП, по существующей эстакаде совместно с силовыми кабелями
—WЭНэ—	Прокладка кабелей КИП, по проектируемой эстакаде совместно с силовыми кабелями
—Wк—	Прокладка кабелей КИП, в коробе*** по ограждению

09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Г9							
"Реконструкция МПГ "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Возей" (Колда-4)"							
Изм.	Кол-во	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Телцын			03.24		
Проверил		Конанов			03.24		
Нач.отд.		Попков			03.24		
Н. контр.		Салдаева			03.24		
План расположения приборов и средств автоматизации					Стация	Лист	Листов
					П		1
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		

Согласовано

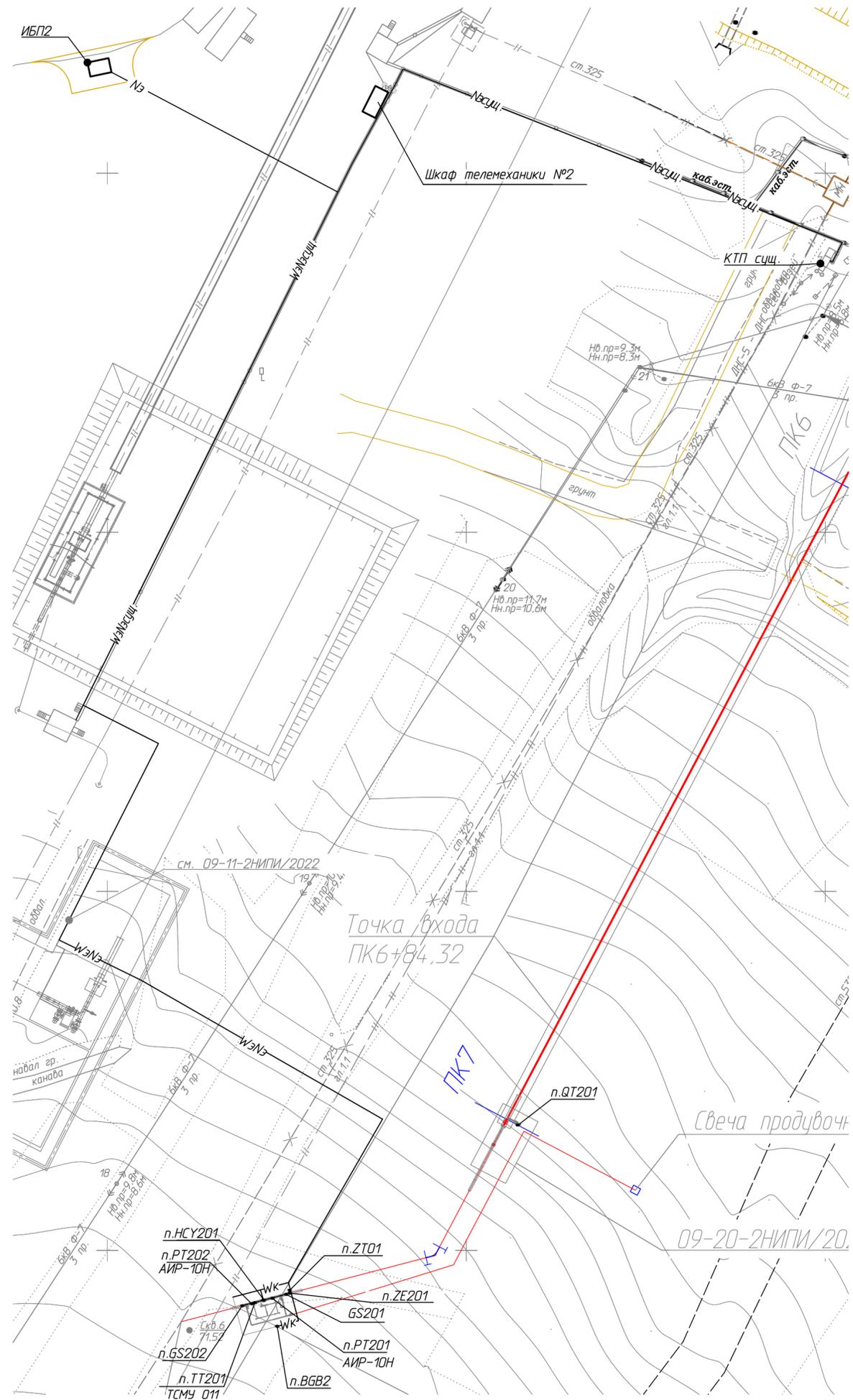
Взам. инв. №

Лист и дата

Инв. № подл.

Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
	Прокладка кабелей КИП, по существующей эстакаде совместно с силовыми кабелями
	Прокладка кабелей КИП, по проектируемой эстакаде совместно с силовыми кабелями
	Прокладка кабелей КИП, в коробе по ограждению



09-20-2НИПИ/2022-ТКР1.Г10					
"Реконструкция МПГ "ДНС-5" Харьяга - ДНС "Северный Восток" (Колва-4)"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Телицын				03.24
Проверил	Конанов				03.24
Нач.отд.	Полков				03.24
Н. контр.	Салдаева				03.24
				Стадия	Лист
				П	1
План расположения приборов и средств автоматизации				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

Согласовано	
Взам. инж. №	
Подп. и дата	
Инд. № подл.	