



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 122 от 04.03.2019 г

Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

**«РЕКОНСТРУКЦИЯ ГАЗОПРОВОДА ОТ СЕВЕРНОЙ ДО ЮЖНОЙ
ЗАЛЕЖИ ВОЗЕЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Книга 1 «Решения по трубопроводам»

10-11-2НИПИ/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
10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.С	Содержание тома 5.7.3	1 Лист
10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	57 Листов
	Решения по трубопроводам. Текстовая часть	
10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Г1	Ведомость документов графической части	7 Листов
	Общее количество листов документов, включенных в том 5.7.3	65 Лисов

Согласовано		

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Миронов			08.23
Проверил		Новоселова			08.23
Н.контр.		Салдаева			08.23

10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.С

Содержание тома 5.7.3

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 .	5
1.3	Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта.....	6
2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта.....	8
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	11
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта ..	13
5	Сведения о проектной мощности линейного объекта	14
6	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта	15
6.1	Сведения о категории и классе линейного объекта	15
6.2	Технологические решения	16
6.3	Профиль трассы скважины ГНБ	20
6.4	Выбор бурового оборудования	21
6.5	Диаметр, технология расширения и калибровки скважины.....	22
6.6	Горизонтальное направленное бурение	22
6.7	Протаскивание трубопровода.....	23
6.8	Выбор и приготовление бурового раствора	24
6.9	Размещение выбуренной породы	26
6.10	Мероприятия по предупреждению осложнений при проведении буровых работ	28

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Рыжова			08.23
Проверил		Новоселова			08.23
Н.контр.		Салдаева			08.23
Решения по трубопроводам					
Стадия		Лист		Листов	
П		1		57	
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»					

6.11	Мероприятия по предупреждению грифонов.....	30
6.12	Устройство монтажных площадок.....	30
6.13	Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов	33
6.14	Результаты расчётов	33
6.14.1	Результат расчёта промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость.....	33
6.14.1	Результат расчёта устойчивости участков проектируемых трубопроводов против всплытия	34
7	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта	36
8	Перечень мероприятий по энергосбережению.....	38
9	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	39
10	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта.....	40
11	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	44
11.1	Объем контроля и автоматизации.....	44
11.2	Телемеханизация перехода через водную преграду	45
11.3	Технические средства автоматизации	49
12	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	51
13	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность....	52
14	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно- геологических условиях.....	53
	Библиография	54

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						2
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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 газопровода от Северной до Южной залежи Возейского нефтяного месторождения», утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Д.А. Баталовым.

В настоящем томе предусматривается строительство подводного перехода газопровода от Северной до Южной залежи.

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	ГОСТ Р 55990-2014		Рабочее давление, МПа
				Класс	Категория по назначению	
Газопровод от Северной до Южной залежи	Г	530x8	1170,0	IV	Н	2,5

В настоящей проектной документации предусматривается реконструкция подводного перехода Газопровода от Северной до Южной залежи на переходе через реку Колва-3 в части прокладки защитного кожуха методом ГНБ (горизонтально-направленного бурения).

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

Ближайший населённый пункт – п. Верхнеколвинск, расположенный в 3,8 км к северо-востоку от района работ, а также административный центр – г. Усинск, который находится в 74 км к юго-востоку от исследуемой территории. 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 осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск – Харьяга».

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т							
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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 слаборасчленённый, общее понижение наблюдается к р. Колва. Естественный рельеф нарушен.

1.1 Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта

В пределах площади участка работ (до глубины 15,0 м) представлены голоценовые техногенные (tH) и палюстринные (plH) отложения, верхнечетвертичные – голоценовые аллювиально-морские (amIII-H) отложения, среднечетвертичные ледниково-морские (gmII) отложения.

Голоценовые техногенные отложения (tH) представлены насыпным грунтом, сложенным песком коричневым, средней степени водонасыщения и насыщенным водой, с редким гравием. Техногенные грунты встречаются на площадках и слагают отсыпку промысловых дорог. Со времени образования техногенных грунтов прошло более 1 года, процесс самоуплотнения завершен. Мощность – 0,4÷2,8 м.

Голоценовые палюстринные отложения (plH) представлены торфом темно-коричневым, коричневым, среднеразложившимся. Мощность – 0,3÷2,7 м.

Верхнечетвертичные – голоценовые аллювиально-морские отложения (amIII-H) представлены песком серо-коричневым, светло-коричневым, коричневым, серым, мелким, влажным и водонасыщенным. Мощность – 0,3÷14,8 м.

Среднечетвертичные ледниково-морские отложения (gmII) представлены суглинками.

Суглинок серо-коричневый, коричневый, серый, тугопластичный, с единичным включением гравия и гальки. Мощность – 1,4÷14,8 м.

Суглинок серый, полутвердый, с редким гравием. Мощность – 1,5÷14,8 м.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т					4
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

1.2 Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта

По гидрогеологическому районированию район работ относится к Большеземельскому бассейну второго порядка (Б11) Печорского артезианского бассейна первого порядка (Б1) Печорской системы артезианских бассейнов (Б).

Большеземельский артезианский бассейн занимает северо-восточную часть Печорской синеклизы, которая в нижних структурных ярусах имеет сложное строение. По данным геофизических исследований здесь установлено наличие двух систем поднятий, которые позволяют выделить на этой территории три впадины: Денисовскую, Колвинскую и Мореюскую. По условиям залегания триасовых и более древних отложений эти впадины могут рассматриваться как отдельные артезианские бассейны в досреднеюрской толще пород. В верхнем структурном ярусе, сложенном спокойно залегающими юрскими и меловыми отложениями, строение артезианского бассейна простое и достаточно однородное.

Характерной особенностью Большеземельского бассейна является большая мощность кайнозойских отложений и широкое распространение многолетнемерзлых толщ.

На территории работ представлен один водоносный горизонт, приуроченный к палеостринным голоценовым и аллювиально-морским верхнечетвертичным – голоценовым отложениям, имеющим тесную гидравлическую связь.

Палеостринный голоценовый и аллювиально-морской верхнечетвертичный – голоценовый водоносный горизонт (pH+amIII-H). Водовмещающими грунтами горизонта служат: торф среднеразложившийся и песок мелкий. Водупором служат суглинки различной консистенции ледниково-морского генезиса.

Мощность водоносного горизонта достигает 14,8 м. Уровень грунтовых вод – 0,2÷15,0 м.

По результатам опробования воды горизонта: пресные, гидрокарбонатные натриево-кальциевые, мягкие, слабокислые.

Питание горизонта происходит за счет атмосферных осадков и поверхностных вод, разгрузка – в естественные тальвеги и ручьи. Пиковое наполнение горизонт получает в период таяния снега.

Минерализация и химический состав вод может существенно измениться в связи с попаданием в них промышленных и сточных вод. В результате этого степень агрессивности подземных вод может повышаться.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т							5
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

1.3 Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта

Территория участка работ относится к району с умеренно-суровым климатом (ИД). По климатическому районированию Республики Коми объект расположен в Северном районе. Район характеризуется суровой и длительной зимой, прохладным коротким летом, с большой изменчивостью сумм осадков по территории и хорошо выраженной широтной зональностью в распределении термических характеристик.

Рассматриваемая территория относится к зоне влажного климата с весьма развитой циклонической деятельностью. Климат умеренно-континентальный, лето короткое и умеренно-холодное, зима многоснежная, продолжительная и умеренно-суровая. Климат формируется в условиях малого количества солнечной радиации зимой, под воздействием северных морей и интенсивного западного переноса воздушных масс. Вынос теплого морского воздуха, связанный с прохождением атлантических циклонов, и частые вторжения арктического воздуха с Северного Ледовитого океана придают погоде большую неустойчивость в течение всего года.

Коэффициент стратификации атмосферы А равен 160.

Среднегодовая температура воздуха минус 2,7°С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января минус 18,8°С, а самого жаркого июля плюс 14,9°С. Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь минус 53°С, абсолютный максимум - на июль плюс 33,6°С. Температура наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,98%, составляет минус 47°С, обеспеченностью 0,92% составляет минус 45°С. Температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98% - минус 44°С, обеспеченностью 0,92% - минус 41°С. Температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,94% - минус 27°С. Абсолютная минимальная температура воздуха -53°С. Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца 8,3°С.

Таблица 2 – Климатические характеристики холодного периода года

Климатическая характеристика	Усть-Уса
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеч. 0,98	-47
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеч. 0,92	-45
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеч. 0,98	-44
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеч. 0,92	-41
Температура воздуха обеспеченностью 0,94	-27
Абсолютная минимальная температура воздуха	-53
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца	8,3

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Климатическая характеристика	Усть-Уса
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, периода со средней суточной температурой воздуха < или = 0 град	211 -11,4
То же, < или = 8 град.	277 -7,7
То же, < или = 10 град.	297 -6,5
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	83
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее холодного месяца, %	83
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль	Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	4,5
Средняя скорость ветра, м/с, за период со среднесуточной температурой воздуха < или = 8 град	3,9

Таблица 3 – Климатические характеристики теплого периода года

Климатическая характеристика	Усть-Уса
Барометрическое давление, гПа	1003
Температура воздуха, обеспеченностью 0,95	18
Температура воздуха, обеспеченностью 0,98	23
Средняя макс. температура воздуха наиболее теплого месяца	20,5
Абсолютная максимальная температура воздуха	33,6*
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца	10
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	72
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. Наиболее теплого месяца, %	59
Суточный максимум осадков, мм	64
Преобладающее направление ветра за июнь-август	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	4,3

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Лист
7

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.

Процесс морозного пучения происходит во время осенне-зимнего промерзания дисперсных грунтов. Наиболее подвержены данному процессу участки, сложенные с дневной поверхности до глубины сезонного промерзания пылеватыми и глинистыми грунтами и торфами.

Степень морозной пучинистости грунтов представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Пучинистые свойства грунтов в зоне СМС

Номер ИГЭ/ГЭ	Наименование грунта	Влажность природная, д.е.	Влажность на границе раскатывания, д.е.	Влажность на границе текучести, д.е.	Плотность сухого грунта, г/см ³	Расчетная критическая влажность	Безразмерный коэффициент	Содержание пылеватых частиц размером 0,05-0,002 мм, %	Rfx100	Степень морозной пучинистости	
		W	Wp	WL							pd
1	техногенный грунт (песок мелкий)	D=1,0									непучинистый
3б	песок мелкий	D=1,0									непучинистый
3г	Песок гравелистый	D=0,4									непучинистый
5а	суглинок мягкопластичный	0,22	0,15	0,27	1,64	0,172	11,29	39,1	0,56	среднепучинистый	
5б	суглинок тугопластичный	0,20	0,16	0,25	1,71	0,168	11,29	55,9	0,31	среднепучинистый	

Площадная пораженность трассы процессами морозного пучения грунтов более 75 %.
Процесс отнесен к весьма опасным.

По характеру подтопления район работ относится к естественно подтопляемой территории – при глубине прогнозируемого залегания уровня подземных вод менее 3 метров и непотопляемой при залегании грунтовых вод глубже 3,0 м.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							8

При проектировании следует учитывать, что геологические процессы, распространенные на территории работ характеризуются следующими категориями опасности:

- пучение – как весьма опасный (потенциальная площадная пораженность более 75 %);
- подтопление- как весьма опасный (площадная протяженностью более 75 %);
- землетрясения - как умеренно-опасный (интенсивность менее 6 баллов).

При проектировании и строительстве необходимо предусмотреть мероприятия по инженерной защите от возможных вышеуказанных процессов.

В случае активизации негативных процессов в зоне влияния инженерных сооружений следует проводить дополнительные защитные мероприятия с учетом особенностей проявления опасных процессов. При соблюдении технологии строительства ухудшения инженерно-геологических условий не произойдет. Строительство может привести к разрушению дернового покрова, засорению территории строительными отходами, загрязнению грунтов и подземных вод нефтепродуктами, искусственному изменению рельефа местности при планировке. В процессе строительства для исключения нарушения природных геолого-литологических, гидрогеологических условий, в целях экологической безопасности рекомендуем провести следующие мероприятия:

- по окончании работ для исключения загрязнения грунтов, поверхностных и подземных вод, нарушения гидрогеологических условий:

- предусмотреть утилизацию строительного мусора в специально отведенные места;
- при строительстве избегать разлива бензина и нефтепродуктов в грунты, поверхностные и подземные воды.

При маршрутном обследовании территории многолетние бугры пучения не отмечены.

Участки с залеганием скальных и полускальных пород не встречены.

Оползневые участки и участки с развитием карстовых процессов отсутствуют.

Участков с развитием солифлюкции, курумов, лавиноопасных и селеопасных участков, осыпей и обвалов встречено не было.

Остальные опасные геологические процессы, перечисленные в СП 115.13330.2016, на участке проектирования отсутствуют.

Район сейсмически не активный. Сейсмическая активность в пределах рассматриваемой территории - 5 баллов.

Грунты геологического разреза по сейсмическим свойствам отнесены:

ИГЭ-3г, 5б, 5в, 6б, 6в – ко II категории;

ИГЭ-1, 3б, 5а – к III категории.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

В соответствии с СП 47.13330.2016 категория сложности инженерно-геологических условий II (средней сложности). Факторы, являющиеся определяющими при принятии основных проектных решений:

- морозное пучение, отрицательно влияющее на условия строительства и эксплуатацию сооружений, имеющее широкое распространение на участке проектирования;

- специфические грунты (техногенные отложения) в сфере взаимодействия зданий и сооружений, которые не оказывают влияние на выбор проектных решений, строительство и эксплуатацию.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

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

Разделение грунтов на инженерно-геологические элементы (ИГЭ) выполнено с учетом их номенклатурного вида и физико-механических свойств.

Почвенно-растительный слой (ПРС) в отдельный ИГЭ не выделялся. Мощность грунта растительного слоя 0,2 м. ГЭСН – 9а,б.

В пределах рассматриваемого участка выделено 8 ИГЭ.

Современные техногенные отложения (tIV)

ИГЭ-1 – техногенный грунт, представлен песком коричневым, мелким с прослойками пылеватого, с включением гравия до 12%, сезонно-мерзлым. Кровля – 0,0 м, подошва – 1,0 м. Мощность слоя 1,0 м.

Современные аллювиальные отложения (aIV)

ИГЭ-3б – песок серый, серо-коричневый, мелкий, средней плотности, водонасыщенный, однородный, слабопучинистый, с включениями гравия и гальки до 3-5%. Кровля – 0,2-7,0 м, подошва – 3,7-12,5 м. Мощность слоя от 1,0 до 10,0 м.

ИГЭ-3г – песок серый, гравелистый, водонасыщенный, неоднородный, непучинистый. Кровля – 1,5 м, подошва – 3,5 м. Мощность слоя 2,0 м.

ИГЭ-5а – суглинок серый, серо-коричневый, мягкопластичный, легкий песчанистый и пылеватый, с тонкими прослоями песка коричневого и серого, мелкого, влажного, с гравием до 5% и без видимых включений. Кровля – 0,2-10,0 м, подошва – 1,0-11,5 м. Мощность слоя от 0,8 до 3,4 м.

ИГЭ-5б – суглинок серый, тугопластичный, легкий песчанистый и пылеватый, с тонкими прослоями песка коричневого и серого, мелкого, влажного, с гравием до 5% и без видимых включений. Кровля – 2,1-12,5 м, подошва – 7,0-17,0 м. Мощность слоя от 1,5 до 14,1 м.

ИГЭ-5в – суглинок серый, полутвердый, легкий песчанистый, с тонкими прослоями песка коричневого и серого, мелкого, влажного, с гравием до 3-5%. Кровля – 13,0-14,2 м, подошва – 17,0-19,0 м. Мощность слоя от 4,0 до 4,8 м.

ИГЭ-6б – глина серая, тугопластичная, легкая пылеватая, с тонкими частыми прослоями песка серого, мелкого, влажного, с включением гравия до 5%. Кровля – 3,7-14,0 м, подошва – 7,0-17,0 м. Мощность слоя от 1,0 до 6,0 м.

ИГЭ-6в – глина серая, полутвердая, легкая пылеватая, с включением гравия до 3%. Кровля – 15,0-16,0 м, подошва – 17,0 м. Мощность слоя от 1,0 до 2,0 м.

Грунты территории не засолены.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								11
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали:

- техногенных грунтов (песок мелкий) – низкая;
- пески мелкие и гравелистые (ИГЭ-3б, 3г)– средняя и высокая;
- глин, суглинков (ИГЭ-5а, 5бв, 5в, 6б, 6в) – высокая.

Степень агрессивного воздействия грунтов, находящихся ниже водоносных горизонтов, на металлические конструкции – слабоагрессивная (среднегодовая температура до 0 °С, pH воды > 5, суммарная концентрация Cl- и SO42 до 5 г/л).

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Данные нормативной глубины промерзания

Номер ИГЭ	Наименование грунта	Нормативная глубина сезонного промерзания, м
1	Техногенный грунт (песок мелкий)	2,49
5а, 5б, 5в, 6б, 6в	Суглинки и глины	2,04
3б	Супеси, пески мелкие и пылеватые	2,49
3г	Пески гравелистые, крупные и средней крупности	2,67

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								12
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

В гидрогеологическом отношении район относится к Большеземельскому артезианскому бассейну второго порядка Печорского артезианского бассейна.

Водовмещающие грунтами являются пески мелкие (ИГЭ-3б) и гравелистые (ИГЭ-3г). Водоупором служат суглинки и глины того же возраста. Уровень появления и установления одинаков. Воды ненапорные.

Питание водоносного горизонта осуществляется в основном за счет инфильтрации атмосферных осадков и подпора паводковых вод.

В периоды весеннего снеготаяния и обильных затяжных дождей, а также в процессе строительства и эксплуатации сооружений, при планировке территории рекомендуется предусмотреть возможность более широкого распространения подземных вод и повышения их уровня на 0,5–1,0 м и до отметок рельефа. На отдельных участках возможно образование водоносного горизонта типа «верховодки» в сезоннооттаивающем слое (с июня по октябрь-ноябрь месяцы).

Грунтовые воды встречены в скважинах №№4, 5, 6, 7, 7/1, 8 в интервале глубин 0,2-7,0 м. Отбор проб воды произведен в скважинах №№5, 7, 8.

По химическому составу воды гидрокарбонатно-кальциево-магниевые. Подземные воды обладают слабой углекислотной, выщелачивающей и общекислотной агрессивностью к бетону нормальной проницаемости (марки W4) и не агрессивны к арматуре железобетонных конструкций при периодическом смачивании и при постоянном погружении.

Степень агрессивного воздействия грунтовых вод по водородному показателю pH к бетонам марки W4 – слабоагрессивная. К бетонам марки W6 – неагрессивная.

Согласно данным подземные воды обладают средней агрессивностью к металлическим конструкциям.

По степени агрессивности к металлическим конструкциям подземные воды обладают средней агрессивностью при свободном доступе кислорода.

Природные воды среднеагрессивны по степени агрессивного воздействия жидких неорганических сред на металлические конструкции при свободном доступе кислорода в интервале температур от 0 до 50 °С и скорости движения до 1 м/с.

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

						10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							13
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 газопровода от Северной до Южной залежи Воейского нефтяного месторождения», утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Д.А. Баталовым.

Схема линейного объекта представлена на чертеже 10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Г2, 10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Г3.

Проектные мощности проектируемых трубопроводов определены в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Проектные мощности проектируемого трубопровода

Наименование	Назначение	Проектные мощности	
		Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча газа, т/сут
Газопровод от Северной до Южной залежи	Г	-	500
Плотность газа – 0,879 кг/м ³			

Рабочее давление трубопровода 2,5 МПа.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								14
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

6 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

6.1 Сведения о категории и классе линейного объекта

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.

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

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

Испытание участков проектируемого трубопровода необходимо провести в соответствии с ГОСТ 55990-2014 в три этапа:

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

- на переходах через водные преграды и прибрежные участки не менее 25 м, включая участки перехода через озеро и а/д общего пользования IV кат. после сварки на стапеле давлением $R_{исп.}=1,5 \times R_{раб}=3,75$ в течении 6 часов;
- при пересечении с а/д общего пользования IV категории, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи, $R_{исп.}=1,5 \times R_{раб.}=3,75$ МПа в течении 6 часов после укладки;

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

- на переходах через водные преграды и прибрежные участки не менее 25 м, включая участки перехода через озеро, а/д общего пользования IV кат., а также 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.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

Защитный кожух для укладки методом ГНБ до продавливания испытать пневматическим способом на давление $P_{раб.}=2,5$ МПа 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°C. 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°C до избыточного давления 0,02 МПа.

После испытания на прочность необходимо произвести проверку проектируемого трубопровода на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего $P_{раб.}=2,5$ 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.

6.2 Технологические решения

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, экспандированная, 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°C с наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Устройство углов поворота трасс проектируемого газопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях организовано при помощи:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т							16
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

– отводов гнутых, с радиусомгиба 5Du из стали прямошовной с минимальным пределом прочности – 510 Н/мм², минимальным пределом текучести – 360 Н/мм², классом прочности К52 (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус);

– отводов крутоизогнутых с радиусомгиба 1,5Du из высококачественной стали с минимальным пределом прочности – 510 Н/мм², минимальным пределом текучести – 360 Н/мм², классом прочности К52 (углы 45, 60, 90 градусов).

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

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой проектируемого газопровода с существующей а/д, озером и р.Колва-3 выполнить подземным способом методом ГНБ в защитном кожухе из трубы стальной электросварной прямошовной диаметром Ду800 для проектируемого трубопровода Ду500. Толщина стенки защитного кожуха 24 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 м.

Согласно PAOL-ALLP-00-LUEN-GENL-000-000-PL-PDR-00001 рев 3 Временные нормы проектирования, строительства и эксплуатации Переходы магистральных и промышленных 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 Ø820×24 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 820×24 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.

Для сохранности наружной изоляции при протаскивании рабочей трубы в защитный футляр необходимо применять опорно-направляющие кольца 530/820. На входе и выходе

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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°C без наружного покрытия.

Устройство углов вывода трассы трубопровода в вертикальной плоскости на поверхность организовано при помощи отводов гнутых, с радиусом гиба $5D_u$ 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 D_u800 и вывода его на поверхность земли проектом предусматривается монтаж кожуха секциями длиной 10 м, разрезанных вдоль оси на две равные половины, полуфутляров $820 \times 24 \text{ мм}$.

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 $\varnothing 820 \times 24 \text{ мм}$ производится 100% визуальное 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	10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							18

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.

Сальниковые уплотнения устанавливаются на концах защитных кожухов. Резкое падение давления послужит сигналом о разгерметизации футляра. Благодаря герметичной системе, транспортируемая среда не попадет в окружающую среду.

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.

Настоящим проектом предусмотрены подземные пересечения проектируемого газопровода с автодорогой и коммуникациями закрытым способом в защитном футляре из труб стальных электросварных прямошовных диаметром Ду800 для проектируемого трубопровода Ду500 мм с заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена. Толщина стенки защитного кожуха 10 мм.

Для прокладки трубопровода внутри защитного кожуха предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых. Для герметизации межтрубного пространства на концах кожуха предусмотрено применение манжет защитных герметизирующих в комплекте со стяжными хомутами и метизами. Для защиты герметизирующих манжет от механических повреждений предусмотрено применение укрытий защитных. Конструкция защитного кожуха представлена на чертеже 10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Г15.

При пересечении автомобильных дорог принято заглубление проектируемых трубопроводов не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного футляра, концы защитных кожухов, устанавливаемых на участках переходов проектируемых трубопроводов через автомобильные дороги, выводятся на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна. Угол пересечения с автодорогами – не менее 60°.

При пересечении с существующими коммуникация 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°.

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

						10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							19
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

На одном из концов проектируемых футляров устраивается вытяжная свеча Ду150. 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 Ду500, продувочных линий Ду150, а также продувочных свечей на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры согласно нормативной документации и не менее 300 м от крайних неотклоненных проводов ВЛ согласно требованию п.2.5.285 Правилам устройства электроустановок. 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.

Для работы пневмогидропривода крановые узлы оснащены импульсной обвязкой Ду25 с кранами шаровыми Ду25 с ручным приводом, обратными клапанами Ду25, фильтрами-осушителями, изолирующими монолитными муфтами и стояками отбора импульсного газа.

Надземную часть крановых узлов, вытяжных и продувочных свечей необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой, полиуретановой эмалью и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению.

6.3 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) Ду=1120 мм.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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 7.

Таблица 7 – Основные характеристики трассы трубопровода через а.д, озеро и р. Колва.

Параметры	Единица измерения	Переход
длина перехода по пикетам	м	857,0
длина перехода по скважине	м	860,3
радиус изгиба скважины ГНБ	м	не менее 984

6.4 Выбор бурового оборудования

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

Согласно проведенным расчетам, выполненное согласно нормативной документации, минимальное необходимое тяговое усилие составляет 120 т.с.

Согласно нормативной документации буровую установку следует выбирать с учетом коэффициента безопасности (запаса по тяговому усилию) 1,5-2,5.

Принимаем коэффициент безопасности 1,5.

Для бурения и расширения пилотной скважины и для протаскивания в нее трубопровода необходимо использовать установки горизонтального направленного бурения с тяговым усилием не менее 180 т.с.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							21

6.5 Диаметр, технология расширения и калибровки скважины

В соответствии СП 422.1325800.2018 «Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа» диаметр ствола скважины принимается равным (1,2–1,5) Dн и составляет не менее 1120 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 Ø1120 мм путем протаскивания (прохода) через скважину бочкообразного расширителя. Окончательное решение о необходимости калибровки скважины остается за производителем работ.

6.6 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 180 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 $D_y=1120$ мм для футляра Ø820×24 мм.

Для обеспечения непрерывного процесса производства 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 на стадии проекта производства работ.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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. Точность определения положения буровой головки должна составлять ± 10 см по горизонтали и глубине.

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 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.

Окончательное решение о необходимости калибровки скважины остается за производителем работ.

Расширение и калибровка скважины производится согласно технологической карты, разрабатываемой на стадии проекта производства работ.

6.7 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.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

Трубопровод необходимо смонтировать в одну плеть – 860,3 м;

Плеть укладывается в створе перехода перед входом в скважину на троллейные подвески ТПП 821, поддерживаемые трубоукладчиками.

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

После протаскивания защитного кожуха необходимо произвести работы по протяжки внутрь его рабочего трубопровода при помощи установки ГНБ. Для сохранности изоляции рабочего трубопровода необходимо устанавливать на него опорно-центрирующие кольца с шагом 2 метра.

6.8 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.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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;
- 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 нельзя использовать соленую, жесткую, а также кислотную (рН от 8 до 9,5) воду.

Для приготовления бурового раствора предусматривается использование «одномешкового» глинопорошка (на основе натриевого бентонита) содержащего в своем составе все необходимые добавки. Возможно, применение дополнительно специальных добавок к каждому виду грунта.

Данный бентонит является экологически безопасным. Содержание тяжелых металлов ниже ориентировочных значений предписания об очистке воды, которых следует придерживаться при использовании на сельскохозяйственных площадях. Они также ниже допустимых содержаний тяжелых металлов в культурных почвах и соответствуют средне допустимому содержанию в естественных глинистых минералах.

Активные соединения, присутствующие в данном бентоните, с точки зрения токсикологии, являются несущественными и допущены даже для приготовления пресной воды. Органические компоненты, добавляемые к бентониту в количестве 0,5%, принципиально допущены в качестве добавок к продуктам питания. Используемый бентонит имеет сертификат,

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								25
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

согласно которого его применение и утилизация в земле не представляет риска для окружающей среды.

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.

Таблица 8 – Основные требования к качеству бурового раствора

Наименование параметров	Диапазон изменения технологических параметров
Плотность, кг/м ³	1010 - 1100
Условная вязкость (по Маршу), не менее	40 – 80
Фильтрация бурового раствора, см ³ /30 мин	не более 15
Выносная способность (ДНС), дПа;	50 – 75
Содержание абразивных частиц, %	Не более 1
Водородный показатель, (рН)	7 – 9

Ориентировочный потребный объем бурового раствора для перехода составляет – 8470 м³.

Расчетное потребное количество бентонита для переходов составляет – 508200 кг;

Расчетное потребное количество полимеров для переходов составляет – 16940 кг;

Расчетное потребное количество соды кальцинированной для переходов составляет – 4235 кг;

Количество компонентов бурового раствора уточняется при производстве работ.

6.9 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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							26

приямков 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 0,5 м и ограждения. По периметру амбаров устанавливаются предупредительные ленточные ограждения.

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 приямка 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 приямка 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).

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

						10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							27
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

6.10 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 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.

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

						10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							28
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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 (до расширителя или после). В этом случае буровой комплекс монтируется на противоположной стороне, аналогично схеме расположения оборудования согласно стройгенплана.

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 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.

Плохое качество промывки скважины и большое усилие при протаскивании последнего расширителя являются предпосылкой для прохода дополнительного расширителя. Для увеличения тяговой способности буровой установки в аварийных ситуациях может применяться вспомогательная лебедка или силовые гидроцилиндры.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

6.11 Мероприятия по предупреждению грифонов

В случаи 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 или для регенерации и дальнейшего использования в бурении.

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;
- произвести откачку аккумулированного бурового раствора из зоны разлива в существующие амбары шламоприемники с помощью шламовых и резиноканевых рукавов;
- при невозможности перекачки бурового раствора шламовыми насосами организовать погрузку бурового раствора экскаватором в автотранспорт.

В любом случаи, 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. При выполнении операции расширения интервал осложнений пройти при скорости не более 10 м/час. После проработки интервала, для упрочнения зашламованной зоны, осуществить выдерживание бурового раствора в зоне прорыва в течение 2-10 часов.

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

6.12 Устройство монтажных площадок

Для выполнения работ по ГНБ производится устройство технологических монтажных площадок, в том числе:

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Площадка №1. Площадка размещения буровой установки и вспомогательного технологического оборудования. Ориентировочные размеры – 60х40 м;

Площадка №2. Площадка обустройства места выхода скважины, подготовки трубопровода к протаскиванию. Ориентировочные размеры – 60х40 м;

Площадка №3. Площадка для монтажа и сварки рабочего трубопровода и кожуха, испытания, контроля и изоляции стыков, подготовка кожуха к протаскиванию в скважине, подготовка трубопровода к протаскиванию в кожух. Ориентировочные размеры – 435х22 м;

При подготовке монтажных площадок производятся следующие работы:

- расчистка от леса, кустарника и снега;
- вертикальная и горизонтальная планировка;
- разработка входного приямка, приемного котлована, траншея для подачи трубы.

По периметру котлованов поставить ограждения и знаки.

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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								31
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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 кожуха 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. 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, дизель-молотом или экскаватором.

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 перекадывается весь готовый к протаскиванию трубопровод (с изоляцией стыков, после пневматического испытания).

Территория площадки № 3 планируется, существующий снежный покров уплотняется, отсыпка площадки привозным грунтом не производится.

Разработка амбаров производится одноковшовым экскаватором. Амбары выкладываются по дну и стенкам высокопрочной гидроизолирующей полиэтиленовой пленкой, не допускающей загрязнения окружающей среды. Швы пленки свариваются аппаратом для сварки

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

						10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							32
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

После окончания работ, при необходимости, на монтажных площадках проводится техническая рекультивация нарушенных земель с последующей биологической рекультивацией с посевом трав.

6.13 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 – краны шаровые Ду500, Ду150 под приварку с пневмогидроприводами. Время отключения береговых задвижек не более 36 секунд.

6.14 Результаты расчётов

6.14.1 Результат расчёта промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость

Для подбора толщины стенки был произведен расчет на прочность и устойчивость газопровода в программе СТАРТ-ПРОФ.

Для промысловых газопроводов (за границами технологических площадок) нормативный документ для расчета ГОСТ Р 55990-2014.

Скорость коррозии промысловых газопроводов не более 0,1 мм год.

Результаты расчета представлены в таблице 9

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 9 – Результаты расчета на прочность промышленных нефтесборных коллекторов

Диаметр трубопровода, мм	Давление, МПа	Коэффициент условий работы трубопровода, γ_c	Коэффициент надежности по материалу, γ_m	Коэффициент надежности по назначению трубопровода, γ_n	Коэффициент надежности по нагрузке, γ_f	Коэффициент несущей способности труб, P	Расчетное сопротивление материала труб (соединительных деталей), R , МПа	Расчетная толщина стенки, мм	Прибавка на коррозию, c_2 , мм	Толщина стенки с учетом прибавки на коррозию, мм	Отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчётный срок службы трубопровода, лет
530	2,5	0,75	1,47	1,00	1,2	1	258,8	6,0	2,00	8,0	6,0	8,0	20

Назначенный срок службы газопровода составляет 20 лет, что соответствует требованиям задания на проектирование.

6.14.1 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)

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т			

Таблица 10 – Результат оценки устойчивости положения (против всплытия) промысловых 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 $Q_{act} < Q_{pas}$
530	8,0	1,05	2211,29	1009,27	Не удовлетворяет

Для газопровода Ду500 предусмотрена балластировка утяжелителями контейнерного типа КТ-500 через каждые 8,1 м.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						Лист
						35

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

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах определена в целом по строительству на основе физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин и транспортных средств с учетом принятых организационно-технологических схем строительства и приведена в таблице 11.

Таблица 11 - Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах

Машины и механизмы	Марка	Количество
Трелевочный трактор	ТТ-4М	1
Корчеватель-собираатель	на тракторе Т-100	1
Буровой комплекс с основным и вспомогательным оборудованием, электростанциями, буровым инструментом, штангами и т.д.	Тяговое усилие не менее 180 т	1
Экскаватор	ЕТ-14; ковш 0,65 м ³	2
Бульдозер	Т-9.01Я,	2
Автогрейдер	ГС-14.02	1
Автомобильный кран	КС-55729-5В; г/п. 32 т	1
Трубоукладчик	Komatsu D355C-3; гр. 93 т, 277(377) кВт(л.с.)	6
Сваебойная установка	СП-49 на базе трактора Т-130БГ-1	1
Бурильно-крановая машина	БКМ-811 (УРАЛ 4320-1951-60); 168 (228) кВт(л.с.)	1
Пневмоколесный каток	ДУ-100; 57,4 кВт	1
Вибротрамбовки	ТСС ВТ-80Х; 4,0(5,5) кВт(л.с.)	2
Погрузчик фронтальный	ПК-30; 1,6 м ³	1
Кран-манипулятор автомобильный	КАМАЗ 65861-322-06	2
Агрегат сварочный	АДД-2х2502; 44 (60) кВт(л.с.)	2
Парогенератор мобильный	МНТ 700, 350 кг/час.	2
Передвижная электростанция	АД100С-Т400-Р; 100 кВт	2
Машина безогневой резки труб	СМ-307	1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Лист
36

Машины и механизмы	Марка	Количество
Разъемный электрический труборез для безогневой резки труб	ТР-80; 1,0-2,0 кВт	1
Тягач прицепа тяжеловоза	МЗКТ-7429; 346(470); кВт(л.с.)	1
Прицеп-тяжеловоз	ЧМЗАП-9990; груз. 60 т	1
Седельный тягач	КАМАЗ-65116; 191(260) кВт(л.с.)	2
Бортовой полуприцеп	НЕФАЗ 93341-0310230-07	2
Автомобиль бортовой	КАМАЗ-43118; груз. 11,2 т; 221 (300) кВт(л.с.)	2
Автомобиль самосвал	КАМАЗ-65115; 219 кВт, груз . 10 м ³	8
Дизельная компрессорная станция	ЗИФ-ПВ-6/0,7	1
Топливозаправщик	АТЗ-10; на базе УРАЛ 4320-1912-40	2
Авторемонтная мастерская	МТО-АТ-М1 на базе УРАЛ 4320-10	1
Автоцистерна	Урал ОТА-6,2 на шасси Урал-5557	2
Лаборатория контроля качества трубопроводов	на базе УРАЛ 4320-40	1
Агрегат наполнительный	АН-250	1
Опрессовочный агрегат	АО161; давление 130 кгс/см ²	1
Азотная передвижная компрессорная станция	ТГА-5/101 С90 на шасси КАМАЗ 43118-50	1
Передвижная парогенераторная установка	ППУ 1600/100 на шасси КАМАЗ 43118-50	1
Компрессорная установка	СД-9-101М; шасси КАМАЗ-43118	1
Вахтовая автомашина	УРАЛ 4320-40, вместимость 30 чел.	1
Примечание - Наименование и количество основных строительных машин, механизмов и транспортных средств уточняется при разработке проектов производства работ в соответствии с номенклатурой имеющейся техники подрядной и субподрядных организаций		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Лист

37

8 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
							38
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

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

10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Лист
39

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

						10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							40
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Внеочередная проверка знаний у рабочих проводится:

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

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

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

б) инструктажи на рабочем месте:

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т					42
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

– разовый (текущий) инструктаж по приказу или распоряжению вышестоящих организаций и контролирующих органов - перед выполнением особо опасных работ (по установленному перечню).

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

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

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т					43
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

11 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).

11.1 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 10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Г2.

Объектами автоматизации и телемеханизации являются:

Переход межпромыслового газопровода «Газопровод от Северной до Южной залежи»:

- узел береговой запорной арматуры (правый берег);
- КТП (2 шт.);
- узел береговой запорной арматуры (левый берег).

Газопровод от Северной до Южной залежи:

Узел береговой запорной арматуры (правый 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);
- дистанционный контроль доступа на узел береговой запорной арматуры (калитка);

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								44
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- управление запорной арматурой: в ручном режиме – по месту с поста управления пневмогидропривода или с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния запорной арматуры (открыто, закрыто).

КТП

Автоматизация КТП выполнена в объеме заводской поставки. Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- дистанционное измерение напряжения по фазе А,В,С;
- дистанционное измерение расхода эл. энергии;
- дистанционное измерение тока фазы А,В,С.

Узел береговой запорной арматуры (левый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль загазованности в защитном кожухе (в трубопроводе на вытяжную свечу);
- дистанционный контроль давления 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).

11.2 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:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
								45
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

– 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;
- посты управления и сигнализации;
- 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:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т	Лист
							46

- контроллер;
- защита от перенапряжения;
- автоматические выключатели;
- клеммные зажимы пружинного типа;
- промежуточными реле;
- источник питания 24В;
- 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

Решения по информационному обеспечению

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

Решения по математическому обеспечению

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. 10-11-2НИПИ/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 (правый 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) (4 шт.)	-	x	x
КТП (2 шт.)			
Напряжение по фазе А, В, С	x	-	-
Ток фазы А, В, С	x	-	-
Расход эл. энергии	x	-	-
УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ (левый берег)			
Загазованность в защитном кожухе	x	x	-
Давление после линейной задвижки	x	x	-
Температура после линейной задвижки	x	x	-
Несанкционированный доступ	-	x	-
Управление /сигнализация запорной арматурой (открыть, закрыть;	-	x	x

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т					Лист
					48

11.3 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 в кожухе предусматривается датчик-газоанализатор стационарный ДГС ЭРИС-210 (1Exd[ia]IICT6, IP67) производства ГК «ЭРИС», Россия.

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.

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.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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 18.13330.2010, 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 водо-газопроводных 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.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

12 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.

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

10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т

13 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

Техническое обслуживание и ремонт оборудования на предприятии осуществляет ремонтное хозяйство.

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

Техническое обслуживание проектируемых трубопроводов включает:

- патрулирование трасс трубопроводов – визуальные наблюдения с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности трубопроводов, безопасности окружающей среды;

- регулярные осмотры и обследования всех участков трубопроводов с применением технических средств с целью определения их технического состояния;

- мероприятия по тщательному осмотру с применением приборного контроля за амплитудой и частотой вибрации не реже одного раза в три месяца.

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

Дополнительного ремонтного хозяйства не требуется.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

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

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 проектируемом трубопроводе предусмотрена балластировка утяжелителями контейнерного типа КТ-500 через каждые 8,1 м.

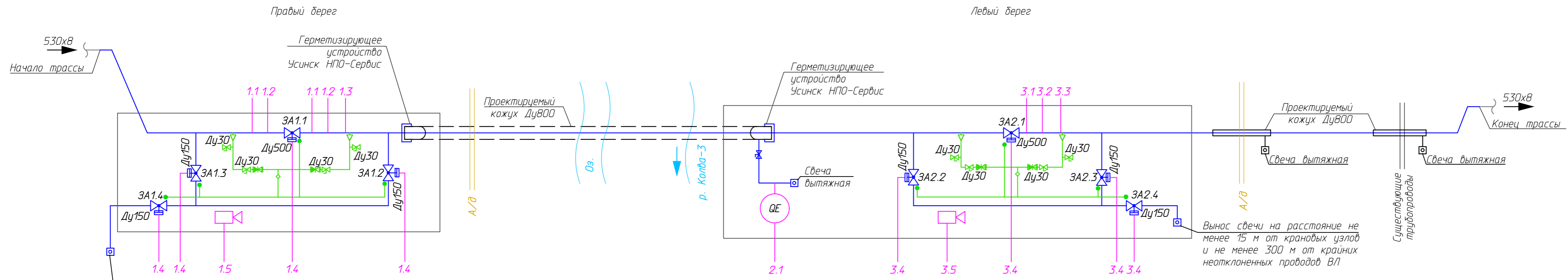
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

15	ГОСТ 12.4.009-83	факторов внешней среды (с Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание (с Изменением N 1)
16	ГОСТ 10434-82	Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования (с Изменениями №1, 2, 3)
17	ГОСТ Р 55990-2014	Месторождения нефтяные и газовые. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
18	СП 284.1325800.2016	Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ (с Изменением N 1)
19	СП 422.1325800.2018	Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа
20	СП 11-105-97	Инженерно-геологические изыскания для строительства
21	СП 50-102-2003	Проектирование и устройство свайных фундаментов
22	СП 53-101-98	Изготовление и контроль качества стальных строительных конструкций
23	СП 14.13330.2018	Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81* (с Изменениями №2, 3)
24	СП 16.13330.2017	Стальные конструкции. Актуализированная версия СНиП II-23-81* (с Поправками, с Изменениями N 1, 2, 3, 4)
25	СП 20.13330.2016	Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85* (с Изменениями N 1, 2, 3, 4)
26	СП 28.13330.2017	Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85 (с Изменениями N 1, 2, 3)
27	СП 45.13330.2017	Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87 (с Изменениями N 1, 2, 3)
28	СП 36.13330.2012	Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2, 3, 4)
29	СП 50.13330.2012	Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003 (с Изменениями N 1, 2)
30	СП 131.13330.2020	Строительная климатология СНиП 23-01-99* (с

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						55
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

					Изменениями №1)
31	ГОСТ 32569-2013				Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах (с Поправками)
32	СП 115.13330.2016				Геофизика опасных природных воздействий. Актуализированная редакция СНиП 22-01-95
33	СП 76.13330.2016				Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85
34	ВСН 005-88				Строительство промышленных стальных трубопроводов. Технология и организация
35	ВСН 009-88				Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты
36	ВСН 011-88				Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание
37	ВСН 015-89				Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Линии связи и электропередачи
38	ППБО-85				Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности
39	ПУЭ				Правила устройства электроустановок
40	СТП 01-007-97				Стандарт ОАО «ЛУКОЙЛ». Автоматизированная система управления технологическими процессами нефтедобычи
41	ТУ-газ-86				Требования к установке сигнализаторов и нефтеанализаторов
42	СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015				Автоматизированные системы управления технологическими процессами и производством. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа.
43	СТО Газпром 2-2.2-136-2007				Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных нефтепроводов. Часть 1
43	РД 34.21.122-87				Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений
44	СО 153-34.21.122				Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				



Вынос свечи на расстояние не менее 15 м от крановых узлов и не менее 300 м от крайних неотклоненных проводов ВЛ

Условные обозначения

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

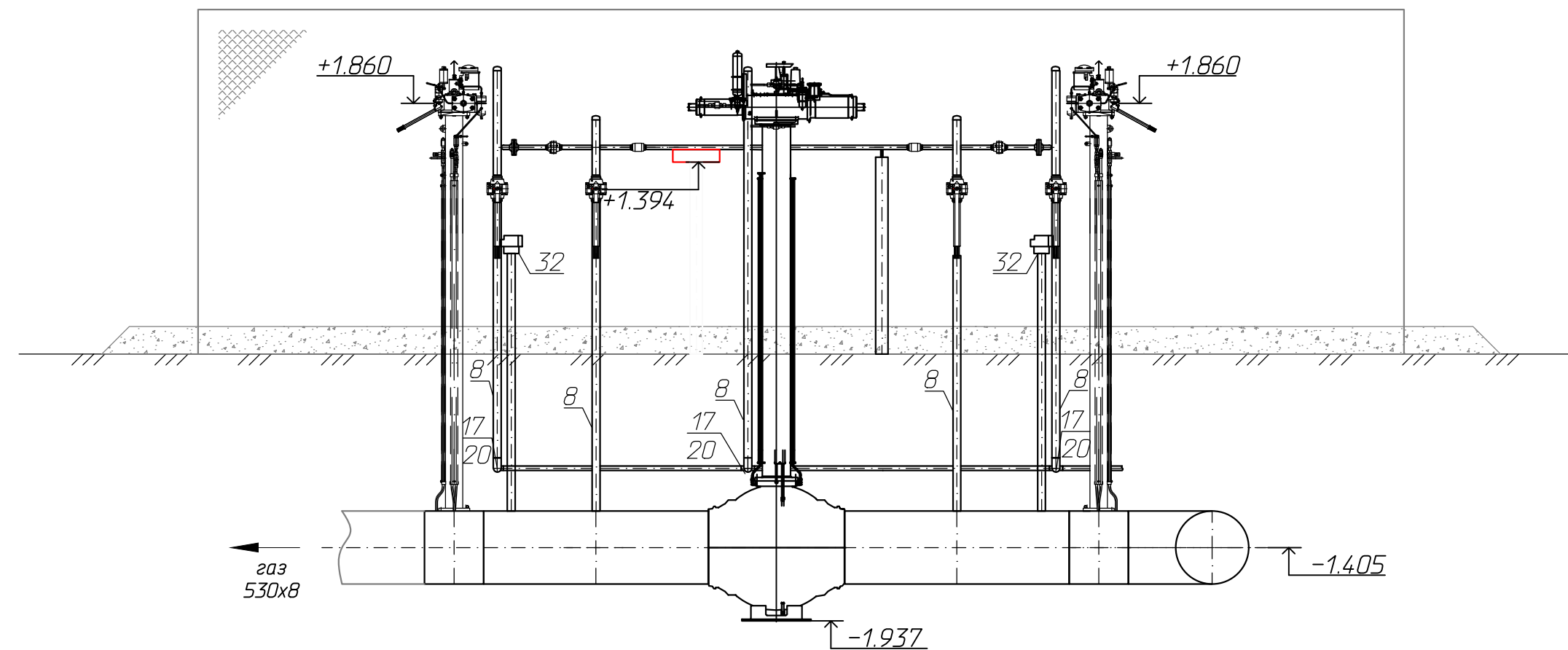
Приборы по месту	Правый берег					Левый берег					
	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	2.1	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5
PG 101 2шт.	PT 101 102 2шт.	TT 101	НСУ 101...104 Н	ЗА1.1...ЗА1.4 4шт.	Видеонаблюдение см. 10-11-2НИПИ-2022-ТКР4	QT 201	PG 301	PT 301	TT 301	НСУ 301...304 Н	ЗА2.1...ЗА2.4 4шт.
Шкафы КИП, ШУ	4...20 мА	4...20 мА	"Откр.", "Закр."	ШТМ Коммутатор (см. 10-11-2НИПИ-2022-ТКР4)	"Доступ" (1)	4...20 мА	4...20 мА	4...20 мА	"Откр.", "Закр."	ШТМ Коммутатор (см. 10-11-2НИПИ-2022-ТКР4)	"Доступ" (1)
Аналоговые вх.											
Дискретн. вх.											
Аналоговые вых.											
Дискретные вых.											
Счетные вх.											
Цифровые вх.											

10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Г2						
Реконструкция газопровода от Северной до Южной залежи Воейского нефтяного месторождения						
Изм.	Колч.	Лист № дж.	Подп.	Дата		
Разраб.	Рыжова			06.23	Стадия	
Проверил.	Новоселова			06.23		Лист
					Листов	
Н. контр.	Салдаева			06.23	000 "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

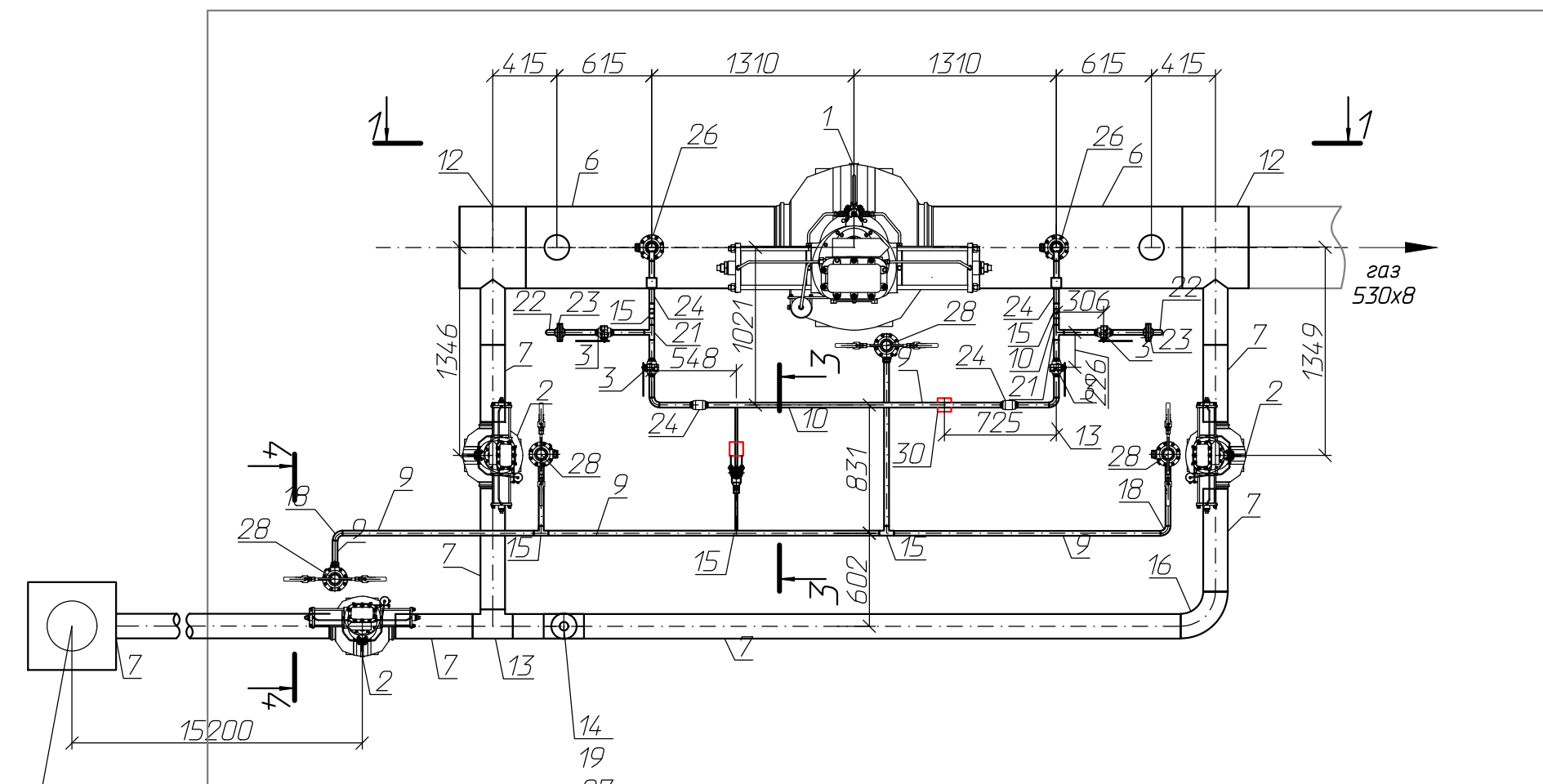
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Согласовано

Узел береговой запорной арматуры (левый берег) на ПК10+13,3

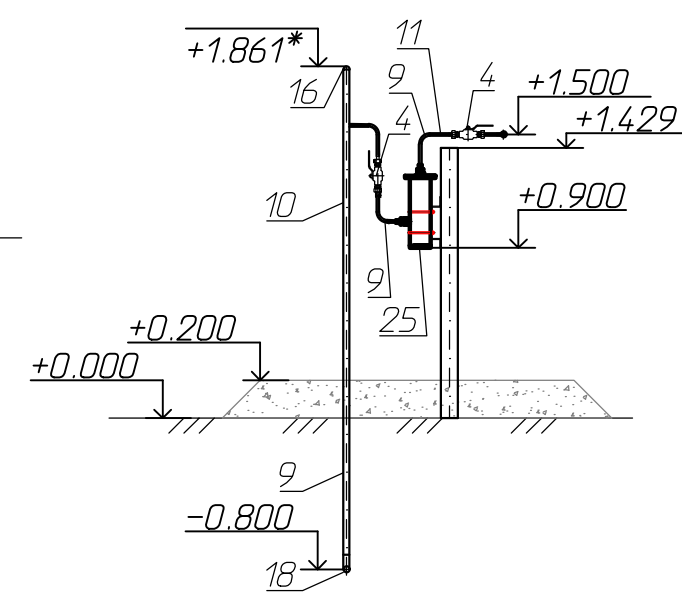
Разрез 1-1
М1:40



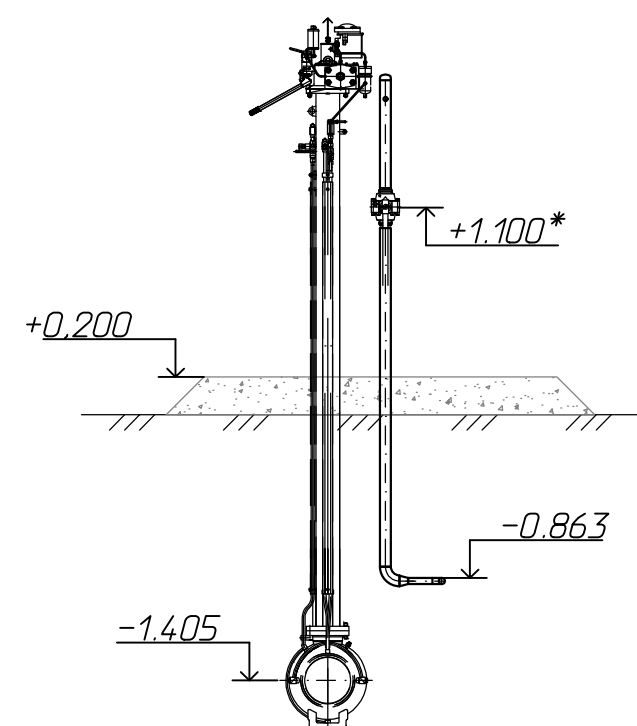
План



Разрез 2-2
М1:40



Разрез 3-3
М1:40



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
24		Изолирующая монолитная муфта надземная	2	5	
25		Фильтр-осушитель под приварку к трубе 14x3 в комплекте с кронштейном	1		
26		Стяжка отбора импульсного газа	2	-	
27		Стяжка отбора газа для манометра	1	-	
28		Стяжка отбора газа для подключения к приводу	4	-	
29		Манометр	3	-	
30		Опора	1	2.1	
31		Пластина 900x600	1	8.47	
32		Сигнализатор	2	55.2	

Рис.1 (поз.23)

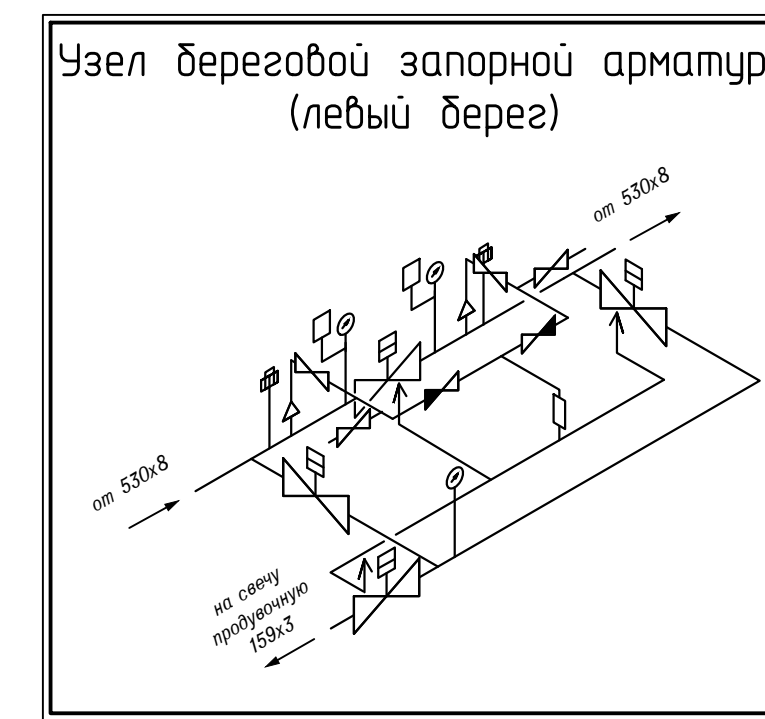
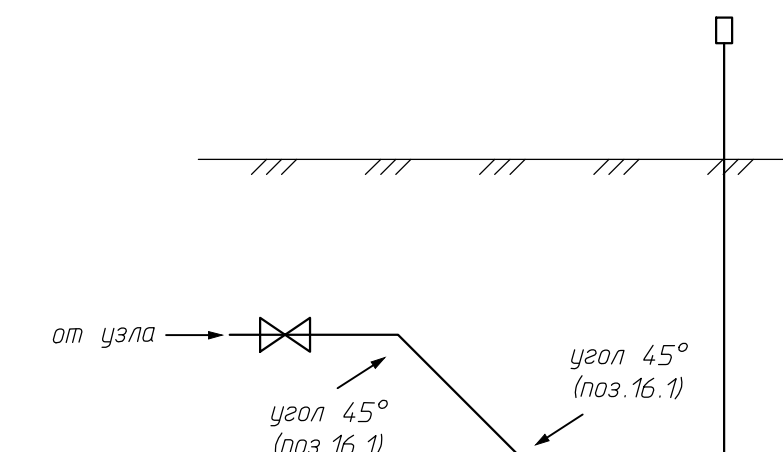


Схема отвода свечи продувочной



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Кран шаровый подземный Ру=2.5МПа, под приварку, с пневмоприводом	1	2890	без учета привода
2		Кран шаровый Дн14 надземный Ру=2.5МПа, муфтовый, с ручным приводом, исполнение УХЛ, герметичность затвора класса «А»	3	250	без учета привода
3		Кран шаровый Дн32 надземный Ру=2.5МПа, муфтовый, с ручным приводом, исполнение УХЛ, герметичность затвора класса «А»	4	2.5	
3.1		Ниппель приварной (полусгон) Дн32	8	0.13	
4		Кран шаровый Дн14 надземный Ру=2.5МПа, муфтовый, с ручным приводом, исполнение УХЛ, герметичность затвора класса «А»	2	1.0	
4.1		Ниппель приварной (полусгон) Дн14	4	0.03	
5		Клапан обратный муфтовый, Дн32, Ру=2.5 МПа	2		
5.1		Ниппель приварной (полусгон), Дн32	4	0.13	
6		Труба стальная с наружным эпоксидным трехслойным покрытием	3.3	103	
7		530.0x8.0	21.0	22.6	
8		159.0x6.0	9.6	4.0	
9		57.0x3.0	9.6	2.2	
10		32.0x3.0	4.5	2.2	
11		14.0x3.0	1.1	0.8	
12		Детали стальные с наружным эпоксидным трехслойным покрытием	2	85.0	
13		Тройник ТШСР 530(8K52)x159(6K52)-2.5-0.6-УХЛ-И1	1	12.7	
14		Тройник П 159x6-10x4	1	4.8	
15		Тройник П 32x3	5	0.4	
16		Отвод П90-159x6	1	5.4	
17		Отвод П90-57x3	4	0.5	
18		Отвод П90-32x3	2	0.2	
18.1		Отвод ОГ 42°-530(12K52)-2.5-0.6-50N-1700/1700-ХЛ	2	506.1	
19		Переход П К-10x4-57x3	1	0.9	
20		Переход П К-57x3-32x3	4	0.3	
21		Детали стальные	2	0.4	
22		Тройник П 32x3	3	0.14	
23		Заглушка П 32x3	4	0.8	

Примечания:

- Узел береговой запорной арматуры (левый берег) расположен на ПК10+13.3 проектируемого газопровода от Северной до Южной залежи.
- За отметку 0.000 приняты естественные отметки земли.
- Окраску надземной части трубопроводов и информационной таблички (поз.22) выполнить цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0.79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0.29 кг/м² и защитно-декоративной акрилатановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0.28 кг/м².
- Изображение наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочетчатого УФ-принтера. Поясняющие надписи выполнять в соответствии с типовым альбомом цветовых решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Кам".
- * - уточнить по месту.
- Ображение узла показано условно, см. часть АС.

10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Г4

Реконструкция газопровода от Северной до Южной залежи Воейского нефтяного месторождения

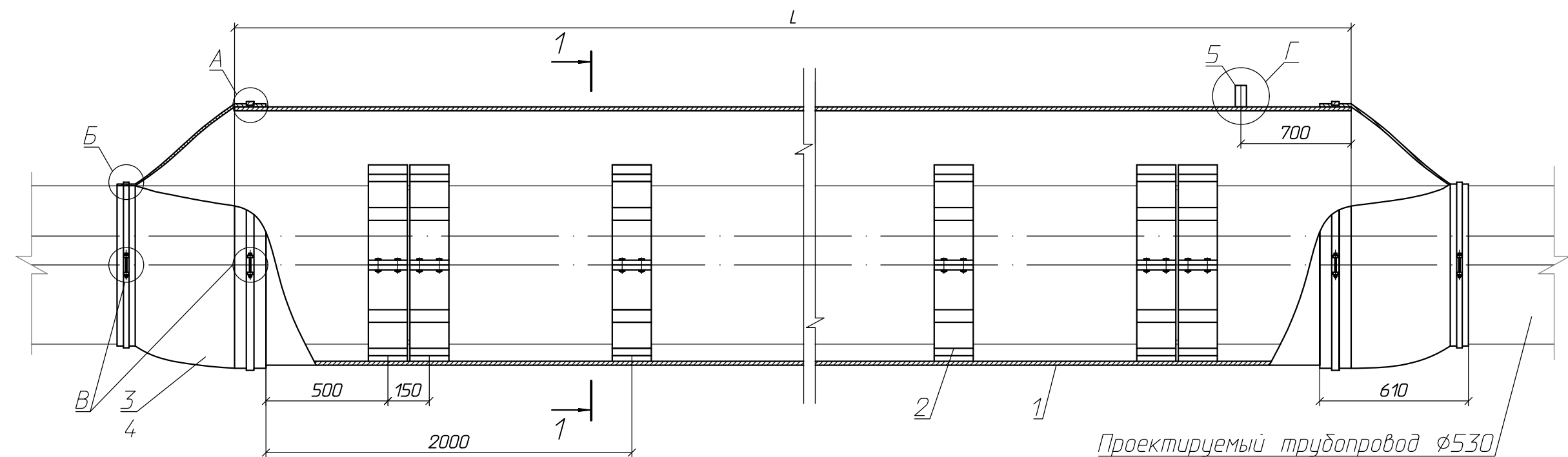
Изм.	Колуч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Рыжова					П		1
Проверил	Новоселова							
Н. контр.	Салдаева							

Узел береговой запорной арматуры (левый берег) на ПК10+13.3. План, Разрезы 1-1, 2-2, 3-3, 4-4

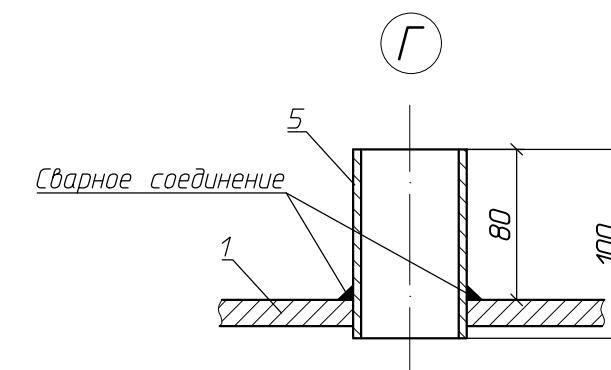
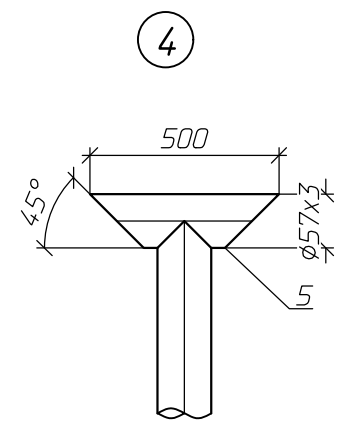
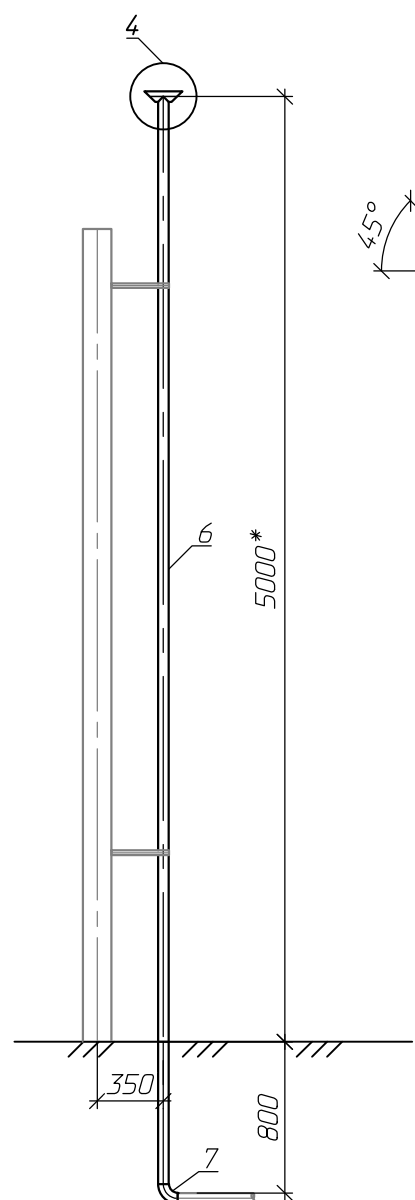
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Конструкция подземного защитного кожуха Ду800

Общий вид



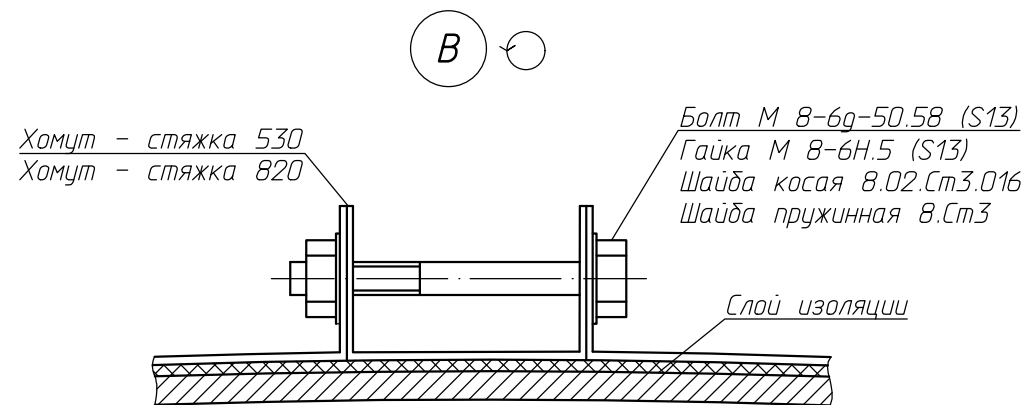
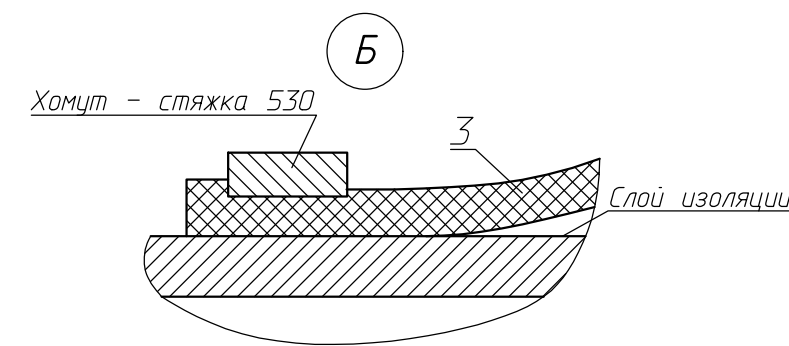
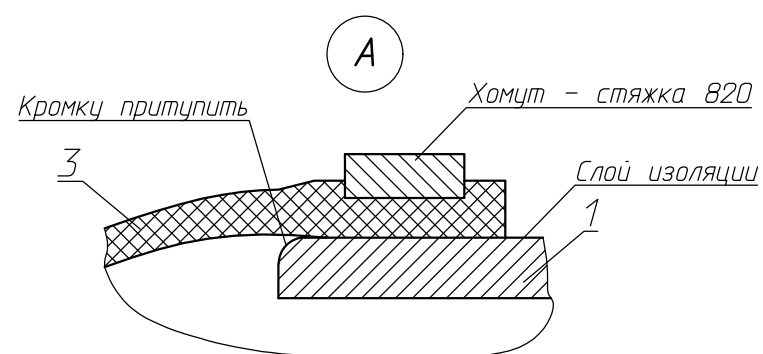
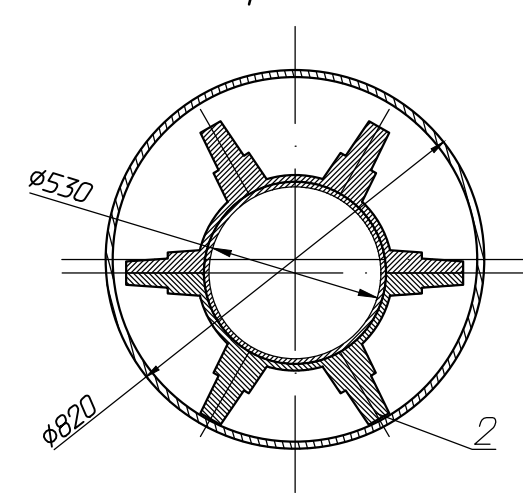
Свеча вытяжная Ду150



Параметры защитных кожухов

Название дороги (коммуникации)	Параметры проектируемого кожуха			
	L, м	Границы кожуха	Кол. колец спейсеров, шт.	Тип покрытия
Наименование трассы				
Автоморога, ПК10+49,7	59	ПК10+20,0-ПК10+79,0	32	Заводское изоляционное покрытие
Переход через суц. коммуникации, ПК11+39,3 и ПК11+44,8	27	ПК11+28,0-ПК11+55,0	16	Заводское изоляционное покрытие

Разрез 1-1



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба стальная электросварная прямошовная с заводским трехслойным покрытием	86	199,8	м
2		Кольцо диэлектрическое полиуретановое	48	-	комплект
3		Укрытие защитное манжет герметизирующее УЗМГ 530/820	4	-	комплект
4		Манжета защитная герметизирующая МЗПТ 530/820 в комплекте со стяжными хомутами и метизами	2	-	комплект
5		Патрубок из стали 159х6 с заводским трехслойным покрытием	0,2	22,6	
Вытяжная свеча Ду150					
6		Труба из стали 159х6 с заводским трехслойным покрытием	2,6	22,6	
7		Отвод П 90°-159х6 с заводским трехслойным покрытием	2	5,4	
8		Труба из стали 159х6	10,6	22,6	
Материалы					
		Обертка "Полилен 40-06-63"	7,5		кг

Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на 2 защитных кожуха

- Примечания:
 1. Наружную кромку на защитных кожухах притупить.
 2. Кольцо предохранительное установить на монтажный коврики, выполненный из двух слоев защитной обертки.

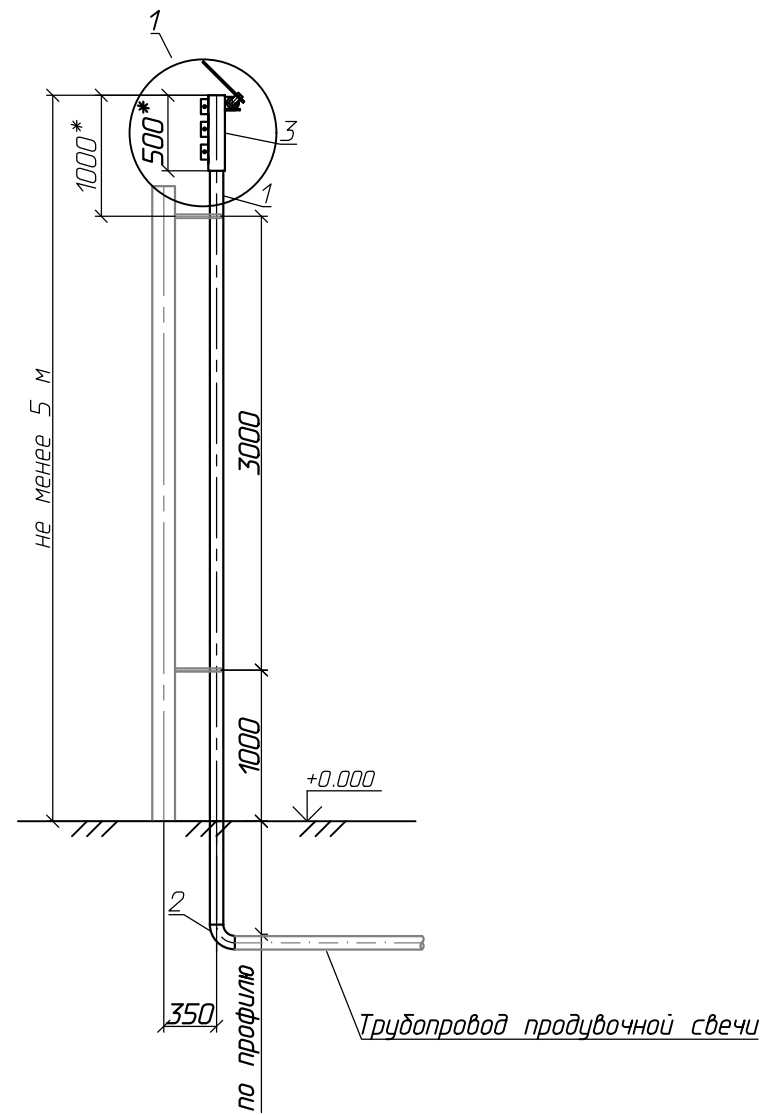
10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Г6

Реконструкция газопровода от Северной до Южной залежи Воейского нефтяного месторождения

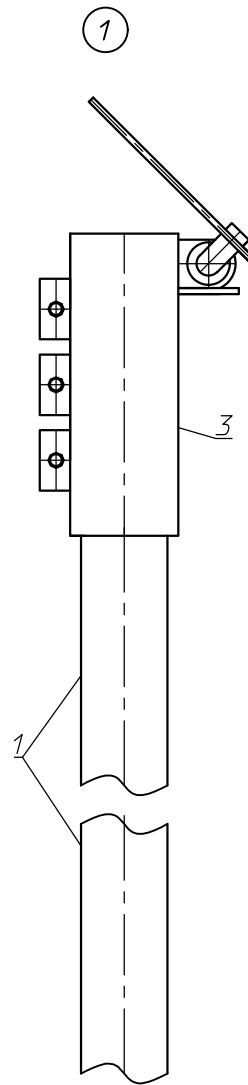
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Рыжова			08.23	П		1
Проверил		Новоселова			08.23			
Н. контр.		Салдаева			08.23	Конструкция подземного защитного кожуха Ду800. Общий вид. Разрез 1-1		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Свеча продувочная Ду150

Основной вид



Вид - 1



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Продувочная свеча Ду150			
1		Труба стальная 159x6	13,0	22,6	7,2 и 5,8
2		Отвод П90-159x6	2	5,4	
3		Оголовок свечи продувочной Ду150	2	-	

Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на 2 свечных трубопровода.

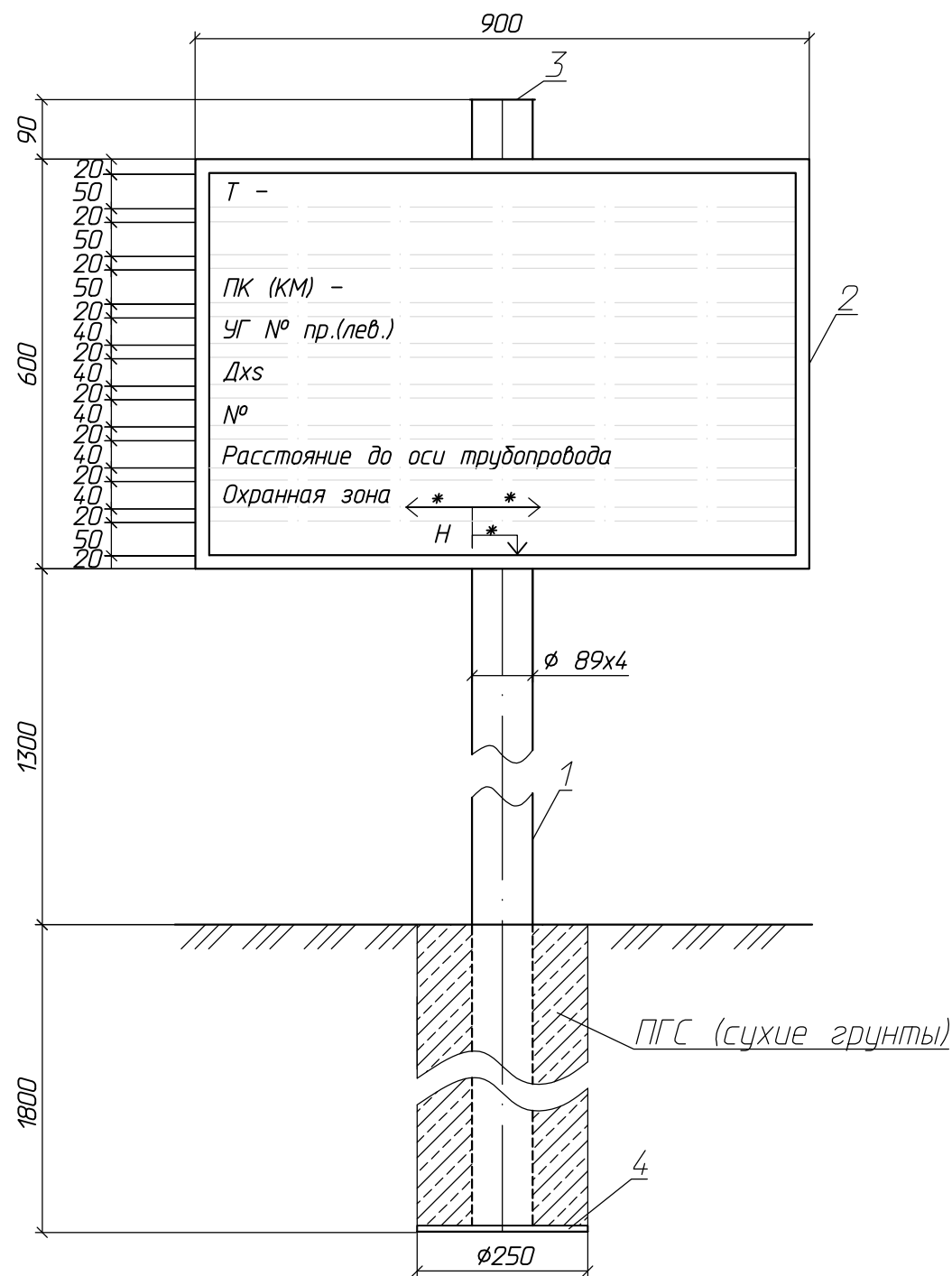
Согласовано	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Примечания:

1. Продувочную свечу установить на узлах запорной арматуры согласно схеме черт. 10-11-2НИПИ-2022-ТХ, лист 2.
2. Сварные швы трубных деталей выполнить по ГОСТ 16037-80.
3. Окраску надземной части свечи выполнить цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
4. Направление и положение свечи см. на плане черт. 10-11-2НИПИ-2022-ТХ, листы 5,6.
5. Крепления продувочной свечи представлены в части конструктивных решений.
6. За отметку 0,000 приняты проектные отметки земли.

10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Г7					
Реконструкция газопровода от Северной до Южной залежи Возейского нефтяного месторождения					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Рыжова			05.23
Проверил		Новоселова			05.23
Н. контр.		Салдаева			05.23
				Стадия	Лист
				П	1
				Свеча продувочная Ду150. Основной вид. Вид-1.	
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

Опознавательный знак



Примечания:

- Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу на расстоянии не более одного метра от его оси.
- Опознавательные знаки установить не менее чем через 500 м друг от друга, на углах поворота трассы, на переходе через автодороги с двух сторон, при пересечении водных преград с двух сторон, при пересечении коммуникаций.
- Окраску надземной части знаков покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м² (площадь окраски 1,9 м²). Изображение наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного УФ-принтера. Поясняющие надписи выполнить в соответствии с типовым альбомом цветовых решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Коми".
- Сверху на трубу (поз. 1 спецификации) приварить заглушку (поз. 3 спецификации). Данную конструкцию покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м², (площадь окраски одной конструкции - 0,01 м²).

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба стальная электросварная прямошовная	3,8	8,38	м. труба II сорта
2		Пластина 900x600	1	8,47	
3		Заглушка ϕ 90	1	0,13	
4		Заглушка ϕ 250	1	2,95	
Материалы					
		Грунтовка полиуретановая	1,51		кг
		Эмаль полиуретановая	0,56		кг
		Эмаль акрилуретановая	0,54		кг

Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на один опознавательный знак

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
Т	Наименование трубопровода
ПК (км)	Пикетаж (километраж) трассы
УГ № пр.(лев.)	Информация об угле поворота трассы (номер угла). Величина в градусах и минутах, направление угла: -вправо (пр.), -влево (лев.)
Дхs	Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм
№	Номер телефона эксплуатирующей организации
Охранная зона	Расстояние от оси по обе стороны от трубопровода, м
Н	Глубина залегания трубопровода до верхней образующей, м
*	Значение расстояния охранной зоны и глубины залегания трубопровода, м

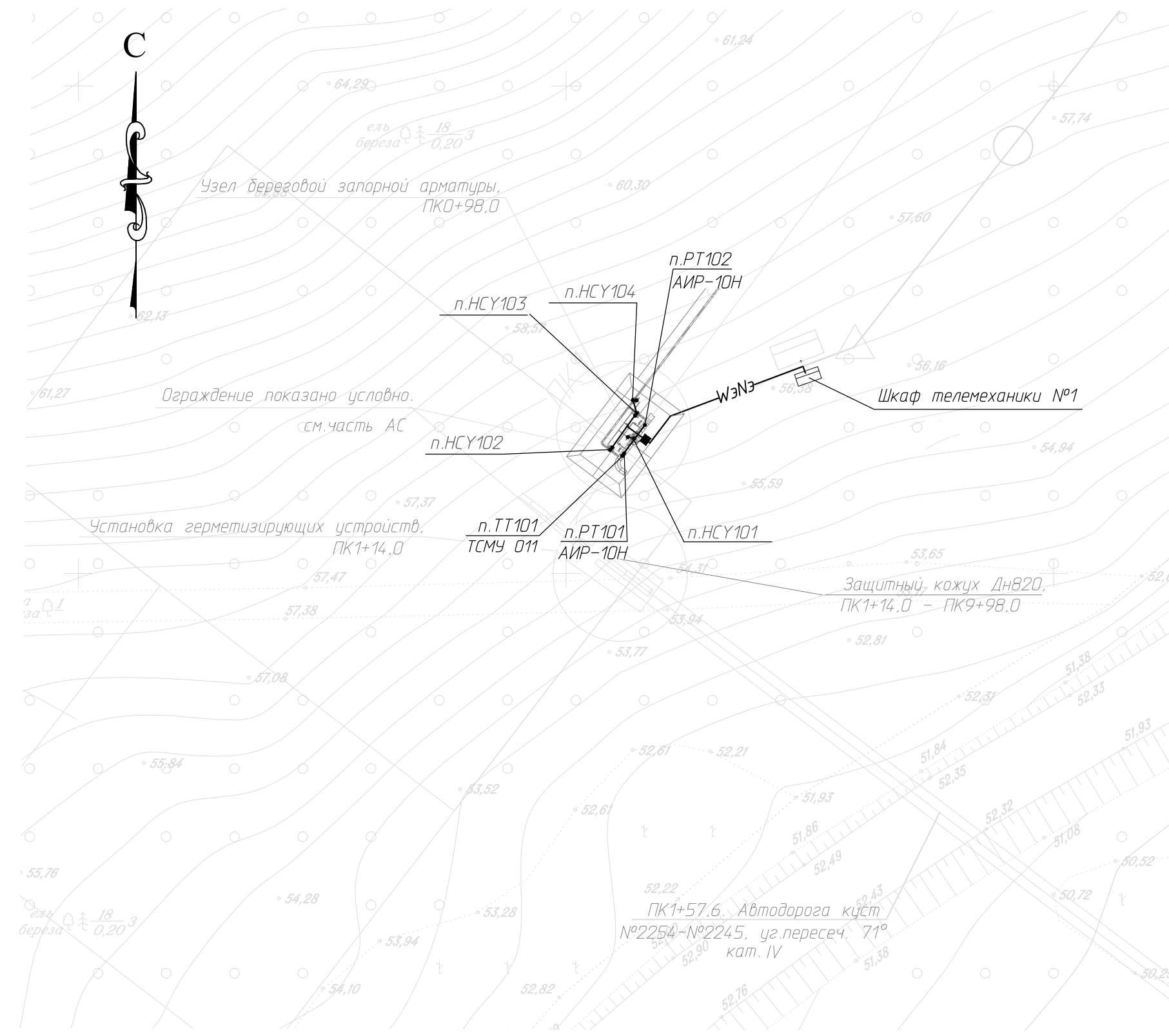
Согласовано
 Взам. инв. №
 Подпись и дата
 Инв. № подл

10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Г8

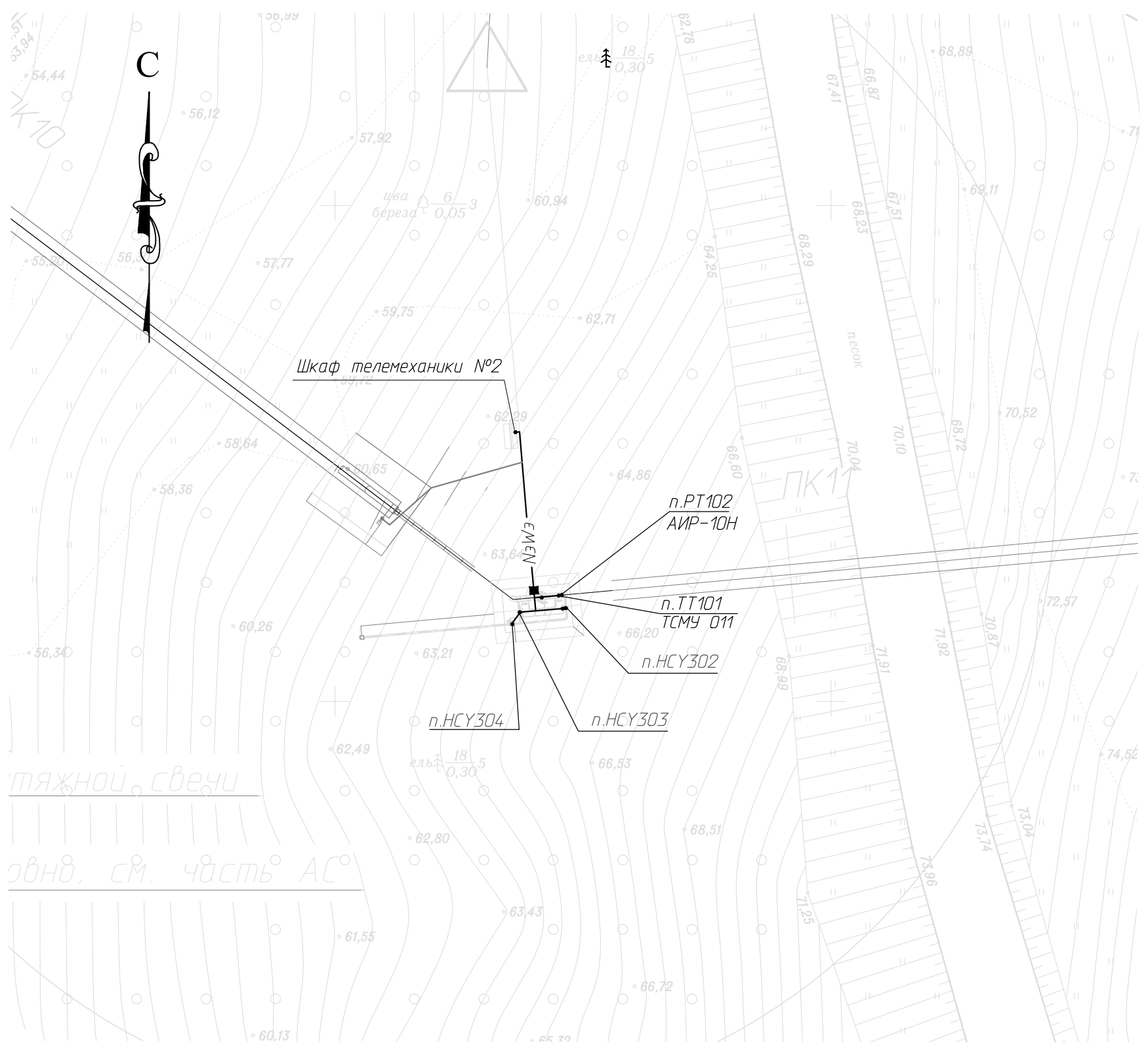
Реконструкция газопровода от Северной до Южной залежи Возейского нефтяного месторождения

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Миронов			08.23	П		1
Проверил		Новоселова			08.23			
Н. контр.		Салдаева			08.23	Опознавательный знак. Общий вид		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

План. Правый берег
М1:500



План. Левый берег
М1:500



Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
	Прокладка кабелей КИП, по эстакаде совместно с силовыми кабелями

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

10-11-2НИПИ/2022-ТКР1.Г9					
Реконструкция газопровода от Северной до Южной залежи Воейского нефтяного месторождения					
Изм.	Копч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Шнер				06.23
Проверил	Кананов				06.23
Нач.отд.	Попков				06.23
Н. контр.	Салдаева				06.23
			Стадия	Лист	Листов
			П		1
			План расположения приборов и средств автоматизации		
			ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		
			Формат А4х4		