



**«Обустройство куста скважин № 6107
Алексеевского нефтяного месторождения»**

Проектная документация

Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании,
о сетях инженерно-технического обеспечения,
перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений»

Подраздел 8 «Технологические и конструктивные решения
линейного объекта. Искусственные сооружения»

174.08.03.2022–ТКР

Том 4.4



ПРОЕКТСЕРВИС

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПРОЕКТСЕРВИС»

**Обустройство куста скважин № 6107
Алексеевского нефтяного месторождения»**

Проектная документация

Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании,
о сетях инженерно-технического обеспечения,
перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений»

Подраздел 8 «Технологические и конструктивные решения
линейного объекта. Искусственные сооружения»

–ТКР

Том 4.5

Директор ООО «Проектсервис»

И.М. Гилязов

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

Бавлы 2022 г.

Согласовано

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
174.08.03.2022-СП	Состав проектной документации	
	<u>Текстовая часть</u>	
174.08.03.2022-ТКР	Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений» Подраздел 8 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения»	
	<u>Графическая часть</u>	
174.08.03.2022-ТКР, лист 1	Схема линейного объекта	
174.08.03.2022-ТКР, лист 2	План трассы нефтегазопровода. М1:2000	
174.08.03.2022-ТКР, лист 3	Схема монтажа и установки оборудования протекторной защиты	
174.08.03.2022-ТКР, лист 4	Продольный профиль трассы нефтегазопровода от куста № 6107 до места врезки. МВ 1:100, МГ 1:2000	
174.08.03.2022-ТКР, лист 5	Анкерная (концевая) А10-2. Схема установки стоек опоры. Спецификация.	
174.08.03.2022-ТКР, лист 6	Опора анкерная ОА10-2. Схема установки стоек опоры. Спецификация	
174.08.03.2022-ТКР, лист 7	План ограждения площадки узла запорной арматуры	
174.08.03.2022-ТКР, лист 8	Спецификация элементов ограждения площадки узла запорной арматуры	
174.08.03.2022-ТКР, лист 9	Опора под узел запорной арматуры ОП-2	
174.08.03.2022-ТКР, лист 10	Линейный опознавательный знак М1:10. Условные обозначения. Спецификация. Примечания#	
174.08.03.2022-ТКР, лист 11	Конструкция ограждения контрольно-измерительного колодца М 1:25. 1 - 1 М 1:25. Спецификация. Примечания	

174.08.03.2022-ТКР-С

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разработал	Валеева				03.22
Проверил	Белоусова				03.22
Н.контр.	Зиязова				03.22
Утвердил	Боднар				03.22

Содержание тома 4.5

Стадия	Лист	Листов
П	1	1
ООО «Проектсервис»		

Взам. Инв. №

Подпись и дата

Инв.№ подл.

Состав проектной документации														
Но- мер тома		Обозначение			Наименование					Приме- чение				
1		2			3					4				
1		174.08.03.2022-ПЗ			Раздел 1 «Пояснительная записка»									
2		174.08.03.2022-ПЗУ			Раздел 2 «Схема планировочной организации зе- мельного участка»									
2.1		174.08.03.2022-ППО			Подраздел 2.1 «Проект полосы отвода»									
-		174.08.03.2022-АР			Раздел 3 «Архитектурные решения»					не требу- ется				
3		174.08.03.2022-КР			Раздел 4 «Конструктивные и объемно- планировочные решения»									
					Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, пе- речень инженерно-технических мероприятий, со- держание технологических решений»									
4.1		174.08.03.2022-ИОС1			Подраздел 1 «Система электроснабжения»									
-		174.08.03.2022-ИОС2			Подраздел 2 «Система водоснабжения»					не требу- ется				
4.2		174.08.03.2022-ИОС3			Подраздел 3 «Система водоотведения»									
-		174.08.03.2022-ИОС4			Подраздел 4 «Отопление, вентиляция и кондицио- нирование воздуха, тепловые сети»					не требу- ется				
4.3		174.08.03.2022-ИОС5			Подраздел 5 «Сети связи»									
-		174.08.03.2022-ИОС6			Подраздел 6 «Система газоснабжения»					не требу- ется				
4.4		174.08.03.2022-ИОС7			Подраздел 7 «Технологические решения»									
4.5		174.08.03.2022-ТКР			Подраздел 8 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные со- оружения»									
5		174.08.03.2022-ПОС			Раздел 6 «Проект организации строительства»									
-		174.08.03.2022-ПОД			Раздел 7 «Проект организации работ по сносу или демонтажу объекта капитального строительства»					не требу- ется				
6		174.08.03.2022-ООС			Раздел 8 «Перечень мероприятий по охране окру- жающей среды»									
7		174.08.03.2022-ПБ			Раздел 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»									
8		174.08.03.2022-ЭЭ			Раздел 10 «Мероприятия по обеспечению соблю- дения требований энергетической эффективности и требований оснащенности строений и сооруже- ний приборами учета используемых энергетических ресурсов»									
174.08.03.2022-СП														
Изм.		Кол.уч		Лист		№док.		Подп.		Дата				
Разработал		Валеева						03.22					Стадия	
Проверил		Белоусова						03.22					П	
													Лист	
Н.контр.		Зиязова						03.22					Листов	
Утвердил		Боднар						03.22					2	
Состав проектной документации											ООО «Проектсервис»			

Согласовано

Взам. Инв. №

Подпись и дата

Инв.№ подл.

Но- мер тома	Обозначение	Наименование	Приме- чение
1	2	3	4
9	174.08.03.2022-СМ	Раздел 11 «Смета на строительство объектов ка- питального строительства»	
		Раздел 12 «Иная документация в случаях, преду- смотренных федеральными законами»	
10.1	174.08.03.2022-ГОЧС	«Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»	
10.2	174.08.03.2022-ТБЭ	«Требования к обеспечению безопасной эксплуата- ции объектов капитального строительства»	
10.3	174.08.03.2022-СЗЗ	«Проект санитарно-защитной зоны»	

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-СП			2

Оглавление

Оглавление	1
1. Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	4
2. Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.).....	9
3. Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	10
4. Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта	17
5. Сведения о категории и классе линейного объекта	19
6. Сведения о проектной мощности линейного объекта.....	21
7. Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта	21
Техническая характеристика и показатели трубы 89х5 ТУ 1390-001-67740692-2010	22
8. Перечень мероприятий по энергосбережению.....	24
9. Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта.....	24
10. Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест.....	26
11. Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта	31
12. Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	31
13. Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	32
14. Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность.....	32
15. Описание технологического процесса транспортирования продукта	33
16. Сведения о проектной пропускной способности трубопровода	33
17. Характеристика параметров трубопровода	34

Взам. Инв. №		Подпись и дата		13. Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности» 32					
				14. Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность..... 32					
Инв.№ подл.				15. Описание технологического процесса транспортирования продукта 33					
				16. Сведения о проектной пропускной способности трубопровода 33					
Инв.№ подл.				17. Характеристика параметров трубопровода 34					
				174.08.03.2022-ТКР					

18.	Обоснование диаметра трубопровода	34
19.	Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении.....	35
20.	Описание системы работы клапанов-регуляторов	35
21.	Обоснование необходимости использования антифрикционных присадок.....	35
22.	Обоснование толщины стенки труб	35
23.	Обоснование мест установки запорной арматуры	36
24.	Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них	36
25.	Обоснование выбора технологии транспортирования продукции	36
26.	Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования.....	37
27.	Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды	37
28.	Описание системы управления технологическим процессом	37
29.	Описание системы диагностики состояния трубопровода.....	37
30.	Перечень мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой	39
31.	Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению	39
32.	Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями.....	42
33.	Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов).....	43
34.	Оценка возможных аварийных ситуаций.....	44
35.	Сведения об опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных зон	44
36.	Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий, в том числе план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов.....	45
37.	Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода	46
38.	Обоснование безопасного расстояния от оси трубопровода до населенных пунктов, инженерных сооружений, а так же при параллельном прохождении трубопровода с указанными объектами и аналогичными по функциональному назначению трубопроводами.....	46
39.	Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов	47
40.	Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод.....	50
41.	Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок	51

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №	174.08.03.2022-ТКР						Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата					2

42.	Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам.....	51
43.	Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета.....	51
44.	Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода.....	51
45.	Обоснование пространственной жесткости конструкции (во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации)	52
46.	Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве	55
47.	Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов более 15 градусов.....	56
48.	Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках	56
49.	Описание конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках, подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а так же при переходе малых и средних рек	56
50.	Описание принципиальных конструктивных решений балансировки трубы трубопровода с применением утяжелителей охватывающего типа	56
51.	Обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на берегах водоемов, лесосплавных рек и других водных объектов	56
52.	Защита трубопровода от коррозии	57
53.	Перечень использованных нормативных документов.....	62

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							174.08.03.2022-ТКР	Лист	
											3
			Изм.	Коп.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

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

В административном отношении исследуемая территория расположена в пределах границ Алексеевского нефтяного месторождения ЗАО «Алойл». В административном отношении объект изысканий расположен в Бавлинском районе Республики Татарстан, в 15,1 км юго-западнее г. Бавлы (районный центр).

Бавлинский муниципальный район расположен на крайнем юго-востоке Республики Татарстан, граничит на востоке и юге с Республикой Башкортостан и Оренбургской областью, на западе и севере – с Бугульминским и Ютазинским муниципальными районами Республики Татарстан. В природном отношении район входит в лесостепную провинцию Бугульмино-Белебеевской возвышенности, будучи составной частью Высокого Закамья республики.

Район характеризуется умеренно-континентальным климатом с характерным для нее теплым коротким летом и умеренно холодной продолжительной зимой.

В районе работ в течение зимнего периода (XII – II) года преобладают ветра южного направления. Для рассматриваемого района зимой характерен устойчивый снежный покров. Продолжительность его залегания, в среднем, составляет 159 дней. Морозы достигают до -40 °С. Характерной особенностью зимнего периода является сочетание низких температур с сильными ветрами.

В течение летнего периода (VI – VIII) преобладают ветра западного направления. Средняя скорость ветра за июль – 2,9 м/с. Средняя скорость ветра, превышение которой в году составляет 5%, равна 9 м/с.

Согласно карте районирования по климатическим условиям, рассматриваемая территория относится к строительно-климатическому району IV (СП 131.13330.2020 «Строительная климатология»), который характеризуется умеренно-континентальным типом климата с преобладанием в течение года ясных и безоблачных дней с теплым, иногда жарким летом и умеренно холодной снежной зимой.

Сумма среднесуточных температур воздуха за период с температурами выше 10° на повышенных местах 21 °С, в пониженных 21 °С – 23 °С, количество осадков за год больше 400 мм. Запасы продуктивной влаги в слое почвы 100 см, весной в момент перехода среднесуточных температур воздуха через 5 °С - больше 160 мм.

Продолжительность безморозного периода в среднем составляет – 134 дня, заморозки в воздухе заканчиваются во второй декаде мая, а в отдельные годы возможны и в первой декаде июня.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов, для глин и суглинков изучаемого района, равна 1,48 м. В среднем, за зиму глубина промерзания почвы составляет 90 см. В суровые и малоснежные зимы промерзание почвы может достигать до полутора метров, а в теп-

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист	
										4
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР				

лые - не превышает 30 см. Среднегодовая температура поверхности почвы в исследуемом районе составляет 4,0°C.

Для рассматриваемого района зимой характерен устойчивый снежный покров. Продолжительность его залегания, в среднем, составляет 159 дней. Средняя максимальная высота снежного покрова составляет 58 см и обычно наблюдается в третьей декаде февраля. Средняя высота снежного покрова в данном районе составляет 39 см.

Время установления устойчивого снежного покрова зависит, в основном, от температуры воздуха в ноябре. Разрушение устойчивого снежного покрова и сход его протекает в более сжатые сроки, чем его образование. Как правило, к концу второй декады апреля территория освобождается от снега. Нередко после разрушения снежного покрова снег выпадает вновь, но через несколько дней полностью тает. Бывают годы, когда весной вторгаются арктические массы воздуха, которые вызывают снегопады даже во второй половине мая. Этот снег обычно лежит непродолжительное время.

Поверхностные воды Бавлинского муниципального района представлены реками, ручьями, озерами и прудами. Наибольшее как ландшафтное, так и хозяйственное значение имеют реки. Общая протяженность водотоков составляет 730 км, из них 45% - пересыхающие или очень маловодные (расходы менее 10 л/с). Средняя густота речной сети по району – 0,37 км/км². Слой поверхностного речного стока увеличивается к югу от 90 до 120 мм/год. Модуль половодного стока 2,3 л/с*км².

Описываемая территория расположена на водосборной площади левого берега реки Ик. Относится к Высокому Заволжью, к западным склонам Бугульмино-Белебеевской возвышенности. Река Ик обладает довольно густой и разветвленной сетью притоков. В районе участка изысканий протекает река Сула, которая в свою очередь впадает в реку Кандыз, являющуюся левобережным притоком р. Ик.

В течение года режим стока характеризуется четко выраженным весенним половодьем и длительной, устойчивой летне-осенней и зимней меженью.

Основными климатическими факторами стока являются снегозапасы в бассейне реки к началу таяния, дождевые осадки в период половодья, степень увлажнения и глубина промерзания почво - грунтов водосбора. А также интенсивность снеготаяния.

Средняя продолжительность весеннего половодья 25-35 дней - на средних реках, на малых реках – 14-22 дня. На средних реках высота подъема уровня над предвесенним составляет преимущественно 2-4 м, достигая в отдельные годы 4-6 м. На малых водотоках весенние подъемы уровней воды обычно не превышают 1-1,5 м.

Весенний подъем уровня начинается в конце марта - начале апреля. Амплитуда колебания воды в период половодья сильно меняется.

В связи с особенностями внутригодового режима рек, наивысшие за год уровни, как правило, наблюдаются в период прохождения весеннего половодья. Низшие уровни имеют место обычно в августе – сентябре.

Внутри года сток распределяется крайне неравномерно.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист
			174.08.03.2022-ТКР						
			5						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата				

Реки питаются от грунтовых вод и атмосферных осадков. Главную роль в годовом стоке рек играют талые снеговые воды составляющую 70% его величины.

Зон катастрофического затопления нет.

Судоходных рек нет.

В геоморфологическом отношении территория изысканий расположена в нижней части левобережного склона долины реки Сула – левого притока р. Кандыз.

Бавлинский муниципальный район, будучи расположенным на крайнем юго-востоке Республики Татарстан, в пределах Бугульмино-Белебеевской возвышенности, является гипсометрически одним из самых высоких и отличается глубоко расчлененным рельефом. Высшая точка (360 м) расположена у границы с Оренбургской областью. Самую низкую отметку (около 100 м) имеет урез реки Ик при пересечении его с северной границей района. Амплитуда рельефа в итоге составляет 260 м. Поверхность рельефа обнаруживает общий уклон на восток к долине р. Ик, куда и следуют его левые притоки.

Особенности геологического строения территории рельефа и климатических условий определили и формирование почвенного покрова. Более 80 % всей площади сельскохозяйственных угодий занято черноземами. Это в основном карбонатные и выщелоченные маломощные, среднемощные и мощные черноземы. Маломощные черноземы приурочены в основном к верхним приводораздельным частям склонов и плато. Они развиты на породах легкого механического состава (пылевато-песчаного). Мощность гумусового горизонта достигает 35–45 см при содержании гумуса 5–6 %.

По растительному покрову территория относится к зоне лесостепи, с чередованием лесных и степных ныне распаханых участков. Леса представлены дубравами и березовыми колками, произрастающими на при водораздельных участках, обычных крутых склонах непригодных для распашки. Для степной растительности типичны злаки: ковыль-тырса, типчак, тонконог стройный, ковыль перистый, а также бобовые клевер горный, астрагалы и т. д. Из разнотравья следует выделить василисник малый, порезник горный, синеголовник, колокольчик, васильки и т. д. Долины рек заняты кустарниковой и луговой растительностью.

Вследствие развития нефтедобычи район изысканий хозяйственно осваивается и несет следы территории с техногенными нагрузками, заключающихся в срезке грунта, обваловке, насыпей грунтов, наличия сети инженерных коммуникаций и сооружений.

Существующие в пределах территории изысканий здания и сооружения преимущественно II и III уровня ответственности, строительство которых осуществлялось по проектам массового (типового) и повторного применения.

Имеются инженерные коммуникации (ВЛ, водоводы, нефтепроводы, газопроводы, кабели связи, канализация и др.) как подземного, так и наземного заложения.

Дорожная сеть района работ представлена автодорогой общего пользования регионального значения с асфальтным покрытием г. Бавлы – с. Верхняя Фоминовка 4 категории (16к-0484) и промысловыми дорогами ЗАО «Алойл» с щебеночным и асфальтным покрытием, а также грунтовыми дорогами.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист
			174.08.03.2022-ТКР						
			6						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата				

В геологическом строении рассматриваемой территории принимают участие два структурных этажа: кристаллический фундамент, сложенный гнейсами и кристаллическими сланцами архей-протерозойского возраста, и платформенный чехол, включающий осадочные комплексы верхнего протерозоя, среднего-, верхнего палеозоя, а также рыхлые осадки неогена и четвертичного возраста.

Гидрогеологические условия территории на момент изысканий (04 мая 2021 года) до изученной глубины 8,0 м (основание и активная зона проектируемых сооружений) характеризуются отсутствием подземных вод.

В соответствии с главой 10 СП 116.13330.2012 в целях защиты проектируемой территории от опасного воздействия подземных и поверхностных вод рекомендуются следующие мероприятия:

- В пределах изученной территории отмечается наличие специфических грунтов – элювиальных.

Элювиальные грунты представлены песчаниками ИГЭ-3 различной степени выветрелости и в различной степени трещиноватыми, обладающими пластичными свойствами, склонными к морозному пучению и ухудшению свойств при водонасыщении. Образовались они в про-

Инв.№ подп.	Подпись и дата	Взам. Инв. №

						174.08.03.2022-ТКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		7

цессе выветривания горных пород, оставшихся на месте своего образования, и являют собой кору выветривания площадного типа.

Вскрытая мощность глины ИГЭ-3 составляет 2,5–5,9 м.

В пределах изученной территории отмечаются или возможны геологические процессы и их инженерно-геологические (или техногенные) аналоги – подтопление и морозное пучение.

Согласно п. 8.1.5 и приложения И части II СП 11-105-97 территория проектируемых сооружений расположены в потенциально подтопляемой области, где подтопление может развиваться по схеме II, так как сложен слабопроницаемыми грунтами (глины), способствующими накоплению инфильтрационных поверхностных (атмосферных) и техногенных (из водонесущих коммуникаций) вод.

По условиям развития процесса подтопления проектируемый объект расположен в районе (II-Б1) потенциально подтопляемом в результате ожидаемых техногенных воздействий (проектируемая промышленная застройка с комплексом сооружений с «мокрым» технологическим процессом). По времени развития процесса такие объекты расположены на участке (II-Б1-1, 2...) с медленным повышением уровня грунтовых вод.

В пределах исследованной территории возможно проявление морозного пучения, вызванного промерзанием грунта, миграцией влаги, образованием ледяных прослоев и деформацией скелета грунта, приводящих к увеличению объема грунта и поднятию его на поверхность.

Морозное пучение может проявиться в виде сезонного пучения грунтов основания на контакте с фундаментами проектируемых сооружений, ведущего к возникновению сил пучения, вызывающих деформацию проектируемых сооружений, проявляющихся в виде сезонных бугров различной формы и размеров.

Нормативная глубина сезонного промерзания в глинах составляет 1,46 м.

По отношению к бетону марки W₄, W₆, W₈ грунты не агрессивны, так же как и к арматуре ж/б конструкций. По отношению к свинцовой оболочке кабеля грунтовая среда обладает низкой степенью коррозионной агрессивности, по отношению к алюминиевой оболочке – средней (см. Приложение Л).

Согласно Приложения Б СП 34.13330.2021 район изысканий относится к III дорожно-климатической зоне.

Согласно СП 14.13330.2021 «Строительство в сейсмических районах» интенсивность сейсмических воздействий (сейсмичность) для исследуемой территории принимается равной 6 баллам по шкале MSK-64 в соответствии с картой В общего сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-2015-В).

Следовательно, согласно п. 6.12.1 СП 22.13330.2011, строительство проектируемого сооружения следует вести без учета сейсмических воздействий.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							174.08.03.2022-ТКР	Лист 8
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		

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

Согласно СП 14.13330.2021 «Строительство в сейсмических районах» интенсивность сейсмических воздействий (сейсмичность) для исследуемой территории принимается равной 6 баллам по шкале MSK-64 в соответствии с картой В общего сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-2015-В).

Район характеризуется умеренно-континентальным климатом с преобладанием в течение года ясных и безоблачных дней с теплым, иногда жарким летом и умеренно холодной снежной зимой.

В районе работ в течение зимнего периода (XII – II) года преобладают ветра южного направления. Средняя скорость ветра за январь – 4,5 м/с.

В течение летнего периода (VI – VIII) преобладают ветра западного направления. Средняя скорость ветра за июль – 2,9 м/с. Средняя скорость ветра, превышение которой в году составляет 5%, равна 9 м/с.

В целом за год преобладают южные и юго-западные ветры, несколько реже наблюдаются западные. Наименьшей повторяемостью отличаются восточные и северо-восточные ветры.

Средняя годовая скорость ветра составляет 4,0 м/с. Несмотря на имеющие место различия в абсолютных значениях, годовой ход хорошо выражен: в холодный период года средняя скорость ветра достигает максимальных значений, летом она снижается, минимальные значения отмечаются в июле.

По агроклиматическому районированию район отнесен к первому агроклиматическому району – повышенного увлажнения.

Средняя годовая температура воздуха по району изысканий положительная и составляет плюс 3,8°C. Средние месячные температуры воздуха имеют хорошо выраженный годовой ход с максимумом в июле (плюс 19,2°C) и минимумом в январе (минус 11,3 °C). Абсолютная минимальная температура воздуха составляет минус 47°C, максимальная - плюс 39°C.

Средняя максимальная месячная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) равна +25,0° С. Средняя минимальная температура наиболее холодного месяца (январь) равна -17,3° С. Продолжительность безморозного периода в среднем составляет – 134 дня.

Для рассматриваемого района зимой характерен устойчивый снежный покров. Продолжительность его залегания, в среднем, составляет 159 дней. Средняя максимальная высота снежного покрова составляет 58 см и обычно наблюдается в третьей декаде февраля. Средняя высота снежного покрова в данном районе составляет 39 см.

Время установления устойчивого снежного покрова зависит, в основном, от температуры воздуха в ноябре. Если средние декадные температуры воздуха в ноябре ниже многолетних, то установление снежного покрова происходит значительно раньше средних сроков. В тех случаях, когда средняя температура ноября близка к средней многолетней и декадные температуры постепенно понижаются от декады к декаде, установление снежного покрова происхо-

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР			9

Относительная влажность воздуха имеет хорошо выраженный годовой ход, противоположный годовому ходу температуры воздуха. Среднегодовое значение относительной влажности составляет 74%, минимум наблюдается в мае и составляет 56%, а максимум в ноябре (85%).

Нормативная глубина сезонного промерзания в глинах составляет 1,46 м.

Согласно Приложения Б СП 34.13330.2021 район изысканий относится к III дорожно-климатической зоне.

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

С поверхности до изученной глубины 5,0–8,0 м геолого-литологическое строение в пределах изученной территории представлено нижеследующим сводным инженерно-геологическим разрезом (сверху вниз) в таблице 1.

						174.08.03.2022-ТКР	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		10

Таблица 1 – Сводный инженерно-геологический разрез

Геол. возр.	Номер ИГЭ	Описание	Мощность, м	
			от	до
1	2	3	4	5
pdQ _{IV}	1	Почвенно-растительный слой. Отмечен повсеместно, залегая в интервалах глубин от 0,0 м до 0,5 м.	-	0,5
a, adQ _{IV}	2	Суглинок твердый, коричневый, тяжелый пылеватый. Отмечен повсеместно, залегая в интервалах глубин от 0,5 м до 3,1–4,2 м.	2,6	3,7
eP ₂	3	Песчаник верхнепермский, элювиальный, коричневый, мелкозернистый, средней прочности, рыхлый, выветрелый. Отмечен повсеместно, залегая в интервалах глубин от 3,1–4,2 м до 5,0–8,0 м.	1,2	4,9

В результате анализа пространственной изменчивости частных показателей свойств грунтов, определенных лабораторными методами, с учетом данных о геологическом строении и литологических особенностях грунтов в сфере взаимодействия проектируемого сооружения с геологической средой выделяется 3 (три) инженерно-геологических элементов.

ИГЭ-1. Почвенно-растительный слой.

Лабораторно не охарактеризован. Основанием сооружений служить не может. При производстве строительных работ подлежит полному удалению с последующим использованием для целей рекультивации.

Для учета объема земляных работ плотность грунта рекомендуем принять 1,45 т/м³.

ИГЭ-2. Суглинок твердый, коричневый, тяжелый пылеватый.

На основании лабораторных исследований грунты данного ИГЭ характеризуются показателями, представленными в таблице 2.

Таблица 2 – ИГЭ-2. Физико-механические свойства

№ПП	Виды определений	Букв. обоз.	Един. из-мер.	Кол. опре д.	Значения		Сред- ние зна-чения	Норма- тивные	Расчетные	
					от	до			0,85	0,95
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.Физические свойства грунта, полученные лабораторным методом										
1.1	Природная влажность	w	%	12	9,5	11,2	10,4	10,4		
1.2	Граница текучести	Wl	%	12	25,4	27,8	26,6	26,6		
1.3	Граница раскатывания	Wp	%	12	11,3	13,2	12,4	12,4		
1.4	Плотность грунта	p	г/см3	12	1,61	1,65	1,63	1,63	1,63	1,63
1.5	Плотность частиц грун- та	ps	г/см3	12	2,70	2,70	2,70	2,70		
2.Физические свойства грунта, полученные расчетным методом										
2.1	Коэффициент пористо- сти	e	д.е.	12	0,803	0,848	0,826	0,826		
2.2	Число пластичности	Ip	%	12	12,2	16,1	14,3	14,3		
2.3	Плотность сухого грунта	pd	г/см3	12	1,46	1,50	1,48	1,48		
2.4	Коэффициент водона-	Sr	д.е.	12	0,314	0,361	0,339	0,339		

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист	
									11	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		

174.08.03.2022-ТКР

№ПП	Виды определений	Букв. обоз.	Един. из-мер.	Кол. опре-д.	Значения		Сред-ние значения	Норма-тивные	Расчетные	
					от	до			0,85	0,95
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	сыщения									
2.5	Показатель текучести	I L	д.е.	12	-0,22	-0,05	-0,14	-0,14		
3.Физические свойства грунта, полученные расчетным методом при полном водонасыщении										
3.1	Плотность грунта	Psat	г/см3	12	1,92	1,94	1,93	1,93	1,93	1,93
3.2	Полная возможная влажность	w ₀	%	12	29,7	31,4	30,6	30,6		
3.3	Показатель текучести	Isat	д.е.	12	1,15	1,41	1,28	1,28		
4.Механические свойства грунта, полученные лабораторным методом										
4.1	Удельное сцепление	C	кПа	10	27,50	30,60	29,01	29,01	28,6 7	28,4 5
4.2	Угол внутреннего трения	f	град.	10	17	20	18	18,4	18	18
4.3	Модуль деформации	E	МПа	10	16,0	17,8	16,8	16,8		
4.4	Относительная просадочн.	Esl	д.е.	10	0,0013	0,0015	0,0014	0,0014		
5.Механические свойства грунта, полученные лабораторным методом при полном водонасыщении										
5.1	Удельное сцепление	C зам.	кПа	10	24,77	27,17	26,00	26,0	25,7 2	25,5 3
5.2	Угол внутреннего трения	f зам.	град.	10	16	18	17	16,6	16	16
5.3	Модуль деформации	Eзам	МПа	10	15,4	17,2	16,2	16,2		

Примечания:

-грунты ИГЭ-2 просадочными свойствами не обладают;

-за значение модуля деформации ИГЭ-2 при природной влажности и при полном водонасыщении принято среднее значение общего модуля деформации с учетом коэффициента коррекции m_к, согласно п 5.3.6 СП 22.13330.2016.

ИГЭ-3. Песчаник верхнепермский, элювиальный, коричневого, мелкозернистый, средней прочности, рыхлый, выветрелый.

На основании лабораторных исследований грунты данного ИГЭ характеризуются показателями, представленными в таблице 3.

Таблица 3 – ИГЭ-3. Физико-механические свойства

№ПП	Виды определений	Букв. обоз.	Един. из-мер.	Кол. опред.	Значения		Сред-ние значения	Норма-тивные	Расчетные	
					от	до			0,85	0,95
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.Физические свойства грунта, полученные лабораторным методом										
1.1	Природная влажность	w	%	9	13,2	14,6	13,9	13,9		
1.2	Плотность грунта	p	г/см3	9	1,71	1,77	1,74	1,74	1,7 3	1,73

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата
Ив.№ подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №			

174.08.03.2022-ТКР

Лист

12

№ПП	Виды определений	Букв. обоз.	Един. из-мер.	Кол. опред.	Значения		Сред-ние зна-чения	Нор-ма-тив-ные	Расчет-ные	
					от	до			0,8 5	0,95
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.3	Плотность частиц грунта	ps	г/см3	9	2,67	2,67	2,67	2,67		
1.4	Угол естественного откоса в сухом виде	град.	град.	9	35	36	35,78	35,78		
1.5	Угол естественного откоса под водой			9	30	31	30,78	30,78		
2.Физические свойства грунта, полученные расчетным методом										
2.1	Коэффициент пористости	e	д.е.	9	0,723	0,789	0,748	0,748		
2.2	Плотность сухого грунта	pd	г/см3	9	1,49	1,55	1,53	1,53		
2.3	Коэффициент водонасыщения	Sr	д.е.	9	0,478	0,525	0,497	0,497		
3.Физические свойства грунта, полученные расчетным методом при полном водонасыщении										
3.1	Плотность грунта	Psat	г/см3	9	1,93	1,97	1,96	1,96	1,95	1,95
3.2	Полная возможная влажность	w ₀	%	9	27,1	29,6	28,0	28,0		
4. Гранулометрический состав грунта										
4.1	2>0,5	песчаные частицы	%	9	0,2	0,5	0,3	0,3		
4.2	0,5>0,25	песчаные частицы	%	9	9,9	24,3	16,6	16,6		
4.3	0,25>0,1	песчаные частицы	%	9	65,1	74,6	69,7	69,7		
4.4	<0,1	пылеватые частицы	%	9	9,7	16,6	13,4	13,4		
5.Механические свойства грунта, полученные лабораторным методом										
5.1	Удельное сцепление	C	кПа	8	27,43	30,33	29,19	29,19	28,81	28,55
5.2	Угол внутреннего трения	f	град.	8	18	20	19	19,0	19	19
5.3	Модуль деформации	E	МПа	8	18,2	20,4	19,1	19,1		
5.4	Относительная просадочн.	Esl	д.е.	8	0,0017	0,0018	0,0018	0,0018		
6.Механические свойства грунта, полученные лабораторным методом при полном водонасыщении										
6.1	Удельное сцепление	C зам.	кПа	8	25,18	28,03	26,87	26,9	26,50	26,25
6.2	Угол внутреннего трения	f зам.	град.	8	17	18	18	17,5	17	17
6.3	Модуль деформации	Eзам	МПа	8	17,3	19,4	18,1	18,1		

Примечания:

- грунты ИГЭ-3 просадочными свойствами не обладают;
- за значение модуля деформации ИГЭ-3 при природной влажности и при полном водонасыщении принято среднее значение общего модуля деформации с учетом коэффициента коррекции m_k, согласно п 5.3.6 СП 22.13330.2016.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

174.08.03.2022-ТКР

Лист

13

Специфические грунты

В пределах изученной территории отмечается наличие специфических грунтов – элювиальных.

Элювиальные грунты представлены ИГЭ-3 различной степени выветрелости и в различной степени трещиноватыми, обладающими пластичными свойствами, склонными к морозному пучению и ухудшению свойств при водонасыщении. Образовались они в процессе выветривания горных пород, оставшихся на месте своего образования, и являют собой кору выветривания площадного типа.

Вскрытая мощность песчаников ИГЭ-3 составляет 1,2–4,9 м.

Учитывая неоднородность элювиальных грунтов по глубине и в плане из-за различия их прочностных и деформационных характеристик; изменение их свойств при замачивании; склонность их к деформациям морозного пучения, при исследовании инженерно-геологических условий проектируемых сооружений необходимо предусмотреть мероприятия в соответствии с п. п. 6.5.15 – 6.5.17 СП 22.13330.2016:

- устройство уплотненных грунтовых подушек из песка, гравия, щебня;
- защита их от разрушения атмосферными воздействиями и водой в период устройства котлованов (водозащитные мероприятия, недопущение перерыва в устройстве оснований и последующем возведении фундаментов, недобор грунта в котловане).

Геологические и инженерно-геологические процессы

В пределах изученной территории отмечаются или возможны геологические процессы и их инженерно-геологические (или техногенные) аналоги – подтопление и морозное пучение.

Согласно п. 8.1.5 и приложения И части II СП 11-105-97 территория проектируемых сооружений расположены в потенциально подтопляемой области, где подтопление может развиваться по схеме II, так как сложен слабопроницаемыми грунтами (глины), способствующими накоплению инфильтрационных поверхностных (атмосферных) и техногенных (из водонесущих коммуникаций) вод.

По условиям развития процесса подтопления проектируемый объект расположен в районе (II-Б1) потенциально подтопляемом в результате ожидаемых техногенных воздействий (проектируемая промышленная застройка с комплексом сооружений с «мокрым» технологическим процессом). По времени развития процесса такие объекты расположены на участке (II-Б1-1, 2...) с медленным повышением уровня грунтовых вод.

Для инженерной защиты проектируемых сооружений на площадях, подверженных подтоплению, в соответствии с главой 10 СП 116.13330.2012, рекомендуются следующие мероприятия:

- вертикальная планировка территории с организацией поверхностного стока;
- гидроизоляция подземных конструкций;
- мероприятия, ограничивающие подъем уровня подземных вод и исключаяющие утечки из водонесущих коммуникаций и т.п.;

Взам. Инв. №								
Подпись и дата								
Инв. № подл.								
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР		Лист
								14

-расчистка элементов естественного дренирования;

-устройство стационарной сети наблюдательных скважин для контроля развития процесса подтопления, включающей как минимум годовой цикл стационарных наблюдений с привлечением при необходимости специализированных проектных и научно-исследовательских организаций;

-антикоррозионные мероприятия для защиты подземных конструкций от агрессивного воздействия промышленных стоков и подземных вод.

В пределах исследованной территории возможно проявление морозного пучения, вызванного промерзанием грунта, миграцией влаги, образованием ледяных прослоев и деформацией скелета грунта, приводящих к увеличению объема грунта и поднятию его на поверхность.

Морозное пучение может проявиться в виде сезонного пучения грунтов основания на контакте с фундаментами проектируемых сооружений, ведущего к возникновению сил пучения, вызывающих деформацию проектируемых сооружений, проявляющихся в виде сезонных бугров различной формы и размеров.

Характеристики свойств по данным лабораторных исследований грунтов ИГЭ-2 представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика пучинистости

№ ИГЭ	Наименование грунта	ГОСТ 25100-2020, табл. Б.27	СП 34.13330.2021 табл. В7
2	Суглинок твердый	Слабопучинистая	III

В соответствии с Таблицей Б.27 ГОСТ 25100-2020 грунты ИГЭ-2 относятся к слабопучинистым (со степенью пучинистости (%) $1,0 \leq \varepsilon_{fn} < 3,5$), грунты ИГЭ-3 относятся к слабопучинистым (со степенью пучинистости (%) $1,0 \leq \varepsilon_{fn} < 3,5$).

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов d_{fn} вычисляется по приведенной в п. 5.5.3 СП 22.13330.2016 формуле

$$d_{fn} = d_0 \sqrt{Mt},$$

где Mt – безразмерный коэффициент, численно равный сумме абсолютных значений среднемесячных отрицательных температур за зиму в данном районе, принимаемый по СП 131.13330.2012;

d_0 – величина, принимаемая равной, м, для глин изучаемого района – 0,23.

Нормативная глубина сезонного промерзания в глинах составляет $d_{fn} = 0,23 \sqrt{33,5} = 1,33$ м.

Для инженерной защиты проектируемых сооружений от морозного пучения в соответствии с главой 12 СП 116.13330.2012 рекомендуются противопучинистые мероприятия следующих видов:

- инженерно-мелиоративные (тепломелиорация и гидромелиорация);
- конструктивные;
- физико-химические (гидрофобизация грунтов, добавки полимеров, засоление и др.);
- комбинированные.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист 15
			174.08.03.2022-ТКР						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

Согласно Приложения В Таблицы В.1 СП 116.13330.2012 в Оренбургской области зарегистрированы проявления карстовых процессов.

На изучаемом объекте растворимые горные породы (известняк) до изученной глубины 8,0 м не отмечены. Также, на территории проектируемого строительства не отмечены внешние проявления карста (воронки, котловины, кары, поноры и др.), которые могли бы отрицательно повлиять на устойчивость поверхностных и глубинных грунтовых массивов участка строительства.

Грунтами основания и активной зоны проектируемой площадки будут служить грунты ИГЭ-2, ИГЭ-3.

Основные нормативные и расчетные значения характеристик грунтов основания и активной зоны, которыми рекомендуется пользоваться при проектировании, приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Нормативные и расчетные значения характеристик грунтов

Тип и метод определения	Плотность, г/см3			Модуль дефор- мации	Удельное сцепление, Мпа			Угол внутреннего трения, градус		
	нормативное	расчетное			нормативное	расчетное		нормативное	расчетное	
		α=0,85	α=0,95			α=0,85	α=0,95		α=0,85	α=0,95
ρп	ρII	ρI	Еп	С п	С II	С I	φп	φII	φI	
г/см3	г/см 3	г/см 3	МПа	КПа	КПа	КПа	гра- дус	гра- дус	гра- дус	
ИГЭ 2 Суглинок твердый										
Лабораторный	<u>1,63</u>	<u>1,63</u>	<u>1,63</u>	<u>16,83</u>	<u>29,01</u>	<u>28,67</u>	<u>28,45</u>	<u>18,41</u>	<u>18,16</u>	<u>17,99</u>
лаб. При Wsat	1,93	1,93	1,93	16,23	26,00	25,72	25,53	16,62	16,40	16,25
ИГЭ 3 Песчаник										
Лабораторный	<u>1,74</u>	<u>1,73</u>	<u>1,73</u>	<u>19,08</u>	<u>29,19</u>	<u>28,81</u>	<u>28,55</u>	<u>18,96</u>	<u>18,78</u>	<u>18,66</u>
лаб. При Wsat	1,96	1,95	1,95	18,10	26,87	26,50	26,25	17,55	17,39	17,27

При отсутствии карстовых проявлений на поверхности и в толще грунты, территория может рассматриваться как карстово-неопасная и проекты ее застройки следует выполнять как для некарстовых районов.

Согласно Приложения Е СП 116.13330.2012 по совокупности факторов, указанных в главе 8 СП 116.13330.2012, по категории устойчивости к карсту объект расположен на территории VI категории устойчивости и строительство сооружений II уровня ответственности следует вести без применения противокарстовых мероприятий.

По отношению к бетону марки W4, W6, W8 грунты не агрессивны, так же как и к арматуре ж/б конструкций. По отношению к свинцовой оболочке кабеля грунтовая среда обладает низкой степенью коррозионной агрессивности, по отношению к алюминиевой оболочке – средней.

Инт. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР	Лист
							16

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

Гидрологическая характеристика

Поверхностные воды Бавлинского муниципального района представлены реками, ручьями, озерами и прудами. Наибольшее как ландшафтное, так и хозяйственное значение имеют реки. Общая протяженность водотоков составляет 730 км, из них 45% - пересыхающие или очень маловодные (расходы менее 10 л/с). Средняя густота речной сети по району – 0,37 км/км². Слой поверхностного речного стока увеличивается к югу от 90 до 120 мм/год. Модуль половодного стока 2,3 л/с*км².

Описываемая территория расположена на водосборной площади левого берега реки Ик. Относится к Высокому Заволжью, к западным склонам Бугульмино-Белебеевской возвышенности. Река Ик обладает довольно густой и разветвленной сетью притоков. В районе участка изысканий протекает река Сула, которая в свою очередь впадает в реку Кандыз, являющуюся левобережным притоком р. Ик.

В течение года режим стока характеризуется четко выраженным весенним половодьем и длительной, устойчивой летне-осенней и зимней меженью.

Основными климатическими факторами стока являются снегозапасы в бассейне реки к началу таяния, дождевые осадки в период половодья, степень увлажнения и глубина промерзания почво - грунтов водосбора. А также интенсивность снеготаяния.

Средняя продолжительность весеннего половодья 25-35 дней - на средних реках, на малых реках – 14-22 дня. На средних реках высота подъема уровня над предвесенним составляет преимущественно 2-4 м, достигая в отдельные годы 4-6 м. На малых водотоках весенние подъемы уровней воды обычно не превышают 1-1,5 м.

Весенний подъем уровня начинается в конце марта - начале апреля. Амплитуда колебания воды в период половодья сильно меняется.

В связи с особенностями внутригодового режима рек, наивысшие за год уровни, как правило, наблюдаются в период прохождения весеннего половодья. Низшие уровни имеют место обычно в августе – сентябре.

Внутри года сток распределяется крайне неравномерно.

Реки питаются от грунтовых вод и атмосферных осадков. Главную роль в годовом стоке рек играют талые снеговые воды составляющую 70% его величины.

Зон катастрофического затопления нет.

Судоходных рек нет.

Гидрогеологические условия

Гидрогеологические условия территории на момент изысканий (15 октября 2021 года) до изученной глубины 8,0 м (основание и активная зона проектируемых сооружений) характеризуются отсутствием подземных вод.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							174.08.03.2022-ТКР	Лист 17
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		

Но периодически возможно возникновение верховодки в зоне аэрации, которая, гравитационно отходя вниз по разрезу, ухудшает состояние и свойства водовмещающих пород. Этот процесс связан с временным поступлением вод во время снеготаяния (паводка) и ливневых дождей на исследуемую территорию.

Помимо этого, возможно образование техногенного водоносного горизонта вследствие:

- инфильтрации утечек из водонесущих коммуникаций, технологических накопителей и сооружений с «мокрым» технологическим процессом;
- инфильтрации поверхностных вод вследствие нарушения поверхностного стока, задержанного земляными отвалами, проездами, насыпями;
- накопления воды в обратных засыпках котлованов и траншей во время строительства;
- задержки поверхностных и подземных вод зданиями и сооружениями, т.е. барражный эффект;
- засыпки естественных дрен.

Также при прохождении половодья (паводков), когда подъем воды в реках (р. Ик) значительно превышает уровень стояния грунтовых вод, происходит фильтрация речных вод в берега. В прибрежной зоне создаются большие запасы грунтовых вод не только за счет просачивания речных вод, но и вследствие аккумуляции грунтовых вод, не имеющих стока в русло из-за подпора, создаваемого высокими паводочными уровнями в реке. Уровни грунтовых вод и уровни реки в этом случае сопряжены, и колебания уровней реки передаются уровню поверхности грунтовых вод.

Район работ достаточно изучен в инженерно-геологическом отношении. Во влажные периоды года возможно повышение уровня подземных вод с учетом возможных естественных сезонных (дожди, таяние снега и др.) и многолетних колебаний до величин, вызывающих нарушение нормальной эксплуатации сооружений. Скорость повышения уровня подземных вод за первые 10 лет может достигать 0,5 – 1,0м в год, в последующие 15 лет – 0,3 – 0,6м в год исходя из аналогичных условий.

Для количественного прогноза возможных изменений гидрогеологических условий необходимо располагать длительными режимными наблюдениями за подземными водами на территории значительно превышающей строительную площадку, по этой причине дать обоснованный прогноз возможных изменений гидрогеологических условий не представляется возможным.

Ближайший гидрологический пост ГП «р. Ик – д. Кулбаево (Кулубай)» расположен в Еремеевском районе Башкортостана, входит в состав Кызыл-Ярского сельсовета, приблизительно в 40 км восточнее от участка изысканий. Согласно этим данным, гипсометрическая отметка уровня воды в русле реки Ик, являющейся областью разгрузки (или питания) водоносного горизонта составляет 117,76 м (балтийская система высот). 2.6.4 Коэффициенты фильтрации грунтов, принятые с учетом материалов изысканий на аналогичных грунтах, могут быть приняты для глин еР2– 0,001-0,003 м/сут.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							174.08.03.2022-ТКР	Лист 18
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		

Согласно п. 8.1.5 и приложения И части II СП 11-105-97 территория проектируемых сооружений расположена в потенциально подтопляемой области, где подтопление может развиваться по схеме II, так как сложен слабопроницаемыми грунтами (глины), способствующими накоплению инфильтрационных поверхностных (атмосферных) и техногенных (из водонесущих коммуникаций) вод. По условиям развития процесса подтопления проектируемый объект расположен в районе (II-Б1) потенциально подтопляемом в результате ожидаемых техногенных воздействий (проектируемая промышленная застройка с комплексом сооружений с «мокрым» технологическим процессом). По времени развития процесса такие объекты расположены на участке (II-Б1-1, 2...) с медленным повышением уровня грунтовых вод.

В соответствии с главой 10 СП 116.13330.2012 в целях защиты проектируемой территории от опасного воздействия подземных и поверхностных вод рекомендуются следующие мероприятия:

- вертикальная планировка территории с организацией поверхностного стока;
- мероприятия, ограничивающие подъем уровня подземных вод и исключающие утечки из водонесущих коммуникаций и т.п.;
- расчистка элементов естественного дренирования;
- устройство стационарной сети наблюдательных скважин для контроля развития процесса подтопления, включающей как минимум годовой цикл стационарных наблюдений с привлечением при необходимости специализированных проектных и научно-исследовательских организаций.

5. Сведения о категории и классе линейного объекта

В соответствии с СП 284.1325800.2016 п. 5.3 проектируемые трубопроводы (диаметр трубопровода менее 300 мм) отнесен к III классу.

В соответствии с СП 284.1325800.2016 п. 6.2 проектируемые трубопроводы отнесен к II категории. Парциальное давление сероводорода 7200 Па (среда с низким содержанием сероводорода согласно п. 1.4 ВСН 51-3-85).

Парциальное давление сероводорода определяется по формуле:

$$P_{H_2S} = \frac{P \cdot C_{H_2S}}{100} = \frac{2000000 \cdot 0,36}{100} = 7200 \text{ Па},$$

где:

P – максимальное рабочее давление в трубопроводе, 2 МПа;

C_{H2S} – содержание сероводорода в объемных процентах, 0,36 % об.

Контроль качества сварных соединений

Для обеспечения требуемого уровня качества необходимо производить:

- а) проверку квалификации сварщиков;
- б) контроль исходных материалов, труб и трубных заготовок, запорной арматуры (входной контроль);

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №	$P_{H2S} = \frac{P_{H2S}}{100} = \frac{2}{100} = 2001 \text{ Па},$					
			где:					
			Р – максимальное рабочее давление в трубопроводе, 2 МПа; Сн2S – содержание сероводорода в объемных процентах, 0,36 % об. Контроль качества сварных соединений Для обеспечения требуемого уровня качества необходимо производить: а) проверку квалификации сварщиков; б) контроль исходных материалов, труб и трубных заготовок, запорной арматуры (вход-ной контроль);					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР		Лист
								19

- в) систематический операционный (технологический) контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки;
- г) визуальный контроль (внешний осмотр) и измерение геометрических параметров швов;
- д) проверку сварных швов физическими методами контроля;
- е) механические испытания (до начала сварочных работ) и контроля твердости металла шва и зоны термического влияния.

Для выполнения сварки допускаются сварщики, аттестованные в соответствии с правилами аттестации, действующими в области промышленной безопасности и выдержавшие испытания по сварке допусковых стыков. Допускные испытания сварщиков проводятся путем сварки допусковых стыков непосредственно перед началом сварочных работ.

Трубы, детали трубопроводов, арматура и сварочные материалы должны пройти входной контроль в установленном порядке. До начала производства работ следует проверить наличие сертификатов (паспортов) на трубы, соединительные детали трубопроводов, запорную арматуру и сварочные материалы, которые будут использованы для сооружения объекта, а также соответствие маркировки обозначениям, указанным в сертификатах (паспортах). При отсутствии клейм, маркировки, сертификатов (или других документов, удостоверяющих их качество) трубы, соединительные детали трубопроводов, запорная арматура и сварочные материалы к сборке и сварке не допускаются.

Систематический операционный (технологический) контроль должен включать в себя:

- контроль геометрических параметров разделки кромок в соответствии с технологической картой на сварку;
- контроль очистки поверхности концов труб, подготовленных под сварку, и кромок от ржавчины, окалины, влаги и прочих загрязнений;
- контроль сборки труб под сварку (значения зазора, превышения кромок и соосности стыкуемых труб);
- контроль просушки и температуры подогрева свариваемых кромок;
- контроль сварочных материалов на соответствие технологической карте на сварку;
- контроль технологических параметров режимов сварки и термической обработки, предусмотренных в технологических инструкциях и картах;
- контроль очистки сварного шва от шлака и брызг;
- контроль маркировки сварного шва.

Все сварные соединения труб, труб с деталями трубопроводов, арматурой и т.д. после их очистки от шлака, грязи, брызг металла, снятия грата подвергают визуальному контролю и обмеру.

При осмотре сварного соединения:

- проверяют наличие на каждом стыке клейма сварщика, выполнявшего сварку. Если сварку одного стыка выполняли несколько сварщиков, то на каждом стыке должно быть про-

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист 20	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР				

ставлено клеймо каждого сварщика в данной бригаде, или одно клеймо, присвоенное всей бригаде;

- проверяют наличие на одном из концов каждой плети ее порядкового номера;
- убеждаются в отсутствии наружных трещин, не заправленных кратеров и выходящих на поверхность пор.

По результатам обмера сварные соединения, выполненные дуговыми методами, должны удовлетворять следующим требованиям:

- величина наружного смещения кромок не должна превышать значений, приведенных в п. 5.90 ВСН 012-88;
- глубина подрезов не должна превышать значений, приведенных в п. 5.90 ВСН 012-88;
- усиление внешнего и внутреннего швов должно иметь высоту не менее 1,0 мм и не более 3,0 мм и плавный переход к основному металлу;
- сварной шов облицовочного слоя должен перекрывать основной металл при ручной сварке на 2,5-3,5 мм;
- подварочный слой, выполненный ручной сваркой, должен иметь ширину в пределах 8-10 мм;

Объем контроля сварных стыков физическим методом - 100% радиографическим методом.

Контроль твердости сварных соединений выполняют в объеме 10% стыков методом "Польди" или аналогичными. Замеры проводят в трех точках: на металле шва; в зоне термического влияния (2 мм от линии оплавления) и на основном металле (50 мм от шва). Величина твердости не должна превышать 220 единиц по шкале Бриннеля. Результаты контроля твердости записывают в журнал термической обработки стыков или оформляют актом и прилагают к сварочному журналу.

6. Сведения о проектной мощности линейного объекта

Максимальный объем перекачиваемой нефти составляет 5 м³ в сутки с обводненностью 5 %.

Протяженность трассы проектируемого нефтегазопровода от К-6107 до места врезки составляет 223,07 м.

7. Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

В состав технологического оборудования и устройств проектируемого трубопровода входят:

- трубопровод – труба 89х5 ТУ 1390-001-67740692-2010;
- запорная арматура - задвижка клиновая ЗКЛ2 80-40 30с15нж;
- конструкция ограждения узла запорной арматуры;
- изолирующее соединение МЭСТ;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР			21

Монтажную сварку выполнить по ГОСТ 5264-80 электродами Э-42А ГОСТ 9467-75. Категории швов, кроме оговоренных, не более 1.2 наименьшей толщины свариваемых элементов.

Минимальные катеты угловых швов следует принимать не менее 5 мм и не менее, указанных в таблице 38 СП 16.13330.2017.

Опоры под трубопроводы выполнить из труб ГОСТ 10704-91, швеллера ГОСТ 8240-97, закрепление труб выполнить кругом диаметром 12 мм ГОСТ 2590-2006. В сверленные котлованы диаметром 400 мм на глубину -0,800 м, заполнить бетоном В15 F200 W6 ГОСТ 26633-2015.

Все металлоконструкции окрасить краской ПФ-115 по (ГОСТ 6465-76) 2 слоя по грунтовке ГФ-021 (ГОСТ 25129-82) в 1 слой. Поверхность металлоконструкций должна иметь 3-ю степень очистки от окислов по ГОСТ 9.402-2004 под лакокрасочные покрытия.

Проектом предусматривается применение протекторов из магниевого сплава марки ПМ-10У, упакованного в заводских условиях в активатор и хлопчатобумажный мешок. Активатор представляет собой смесь глинопорошка и гипса ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) в соотношении 1:1, из расчета 30 кг смеси на 1 м анода.

Характеристики магниевых протекторов представлены в таблице 6.

Тип про- тектора	Марка сплава	Масса про- тектора, кг	Условный диаметр, мм	Длина, м	Потенциал по МЭС, В	КПД, %
1	2	3	4	5	6	7
ПМ-10У	МП-1	30	200	0,71	-1,55	65

Измерение токов и максимальных защитных потенциалов трубопровода производится в дренажной контрольно-измерительной колонке (СКИП), где осуществляется контакт анода с трубопроводом. Для измерения потенциала трубопровода используется отдельный вывод от него из изолированного одножильного кабеля сечением по меди от 2 до 4 мм².

СКИП предусматривается заводского изготовления по ИЖСК.301421.007 ТУ, сертификат соответствия РОСС RU.АЯ21.Н19942. #

СКИП представляет собой стойку из трубы Ø 114 мм с клеммной панелью для подключения от двух до двенадцати цепей. Габаритные размеры 260×260×2000 мм, вес не более 25 кг.

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №	Измерение токов и максимальных защитных потенциалов трубопровода производится в дренажной контрольно-измерительной колонке (СКИП), где осуществляется контакт анода с трубопроводом. Для измерения потенциала трубопровода используется отдельный вывод от него из изолированного одножильного кабеля сечением по меди от 2 до 4 мм². СКИП предусматривается заводского изготовления по ИЖСК.301421.007 ТУ, сертификат соответствия РОСС RU.АЯ21.Н19942.№ СКИП представляет собой стойку из трубы Ø 114 мм с клеммной панелью для подключения от двух до двенадцати цепей. Габаритные размеры 260×260×2000 мм, вес не более 25 кг.						Лист	
			174.08.03.2022-ТКР							23
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		

Контрольно-измерительная колонка должна быть окрашена в цвет, распознаваемый на трассе трубопровода, иметь маркировку и привязку к трассе трубопровода (с точностью ± 1 м) и защищена ограждением.

8. Перечень мероприятий по энергосбережению

Задачи энергосбережения и энергетической эффективности предполагают реализацию правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование энергетических ресурсов и вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии. В настоящее время имеется несколько десятков государственных стандартов на промышленное оборудование, машины, приборы, которые с полным основанием можно отнести к стандартам энергетической эффективности, поскольку основное их назначение в регламентации показателей энергопотребления (энергетической эффективности) этого оборудования. Разработан ряд нормативных и методических документов по энергетическим обследованиям и энергетической паспортизации, в которых нашли отражение показатели энергетической эффективности технологических процессов.

Основным документом, отражающим мероприятия по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности является Федеральный Закон № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности». В законе имеются характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу и т.д.

Важнейшими мероприятиями по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности:

- сокращение тепловых потерь путем оптимального заглубления трубопровода;
- мероприятия по эффективному использованию и сокращению потерь ТЭР в технологическом процессе транспортирования нефти;
- использование нормативных значений энергопотребляющих объектов и процессов;
- проверка соответствия энергопотребляющих объектов и процессов нормативным показателям энергетической эффективности;
- обоснование принятой схемы электроснабжения.

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

Комплектование строительства основными строительными машинами и механизмами предусматривается за счет парка машин и механизмов подрядной строительной организацией.

Количество механизмов для обустройства куста скважин определяется по физическим объемам работ и на основании «Расчетных нормативов для составления ПОС» ч. II.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР				24

Таблица 7 – Ведомость строительных машин и механизмов

Наименование машин	Количество на 1 млн. руб., шт.	Потребность, шт.
1	2	3
Бульдозер Komatsu D65	1,3	1
Экскаватор одноковшовый Hitachi ZX240	1,07	1
Катки дорожные ДУ-47	0,5	1
Автоцистерна для воды на шасси КамАЗ 43118	0,85	1
Автобензовоз (топливозаправщик) АТЗ 56132-010-30	0,85	1
Автопогрузчики	-	1
Наполнительно-опрессовочный агрегат	0,3	1
Кран автомобильный КС-55713 (25 т)	1	1
Лебедки электрические	0,5	1
Сварочная установка	0,6	1
Агрегаты сварочные	0,6	1
Трубогибочная машина	0,3	1
Трубоукладчик ТГ-124А	1,6	1
Передвижная ремонтная мастерская	0,3	1
Генератор ацетиленовый с комплектом газорезущей аппаратуры	0,3	1
Дефектоскоп для проверки качества изоляции	0,3	1
Центратор наружный	0,57	1
Машина для резки фасок	0,57	1
Трактор гусеничный с лебедкой МТЗ	0,6	1
Вышка телескопическая ГАЗ-33098	0,8	1
Раскаточная тележка	0,6	1
Нивелир	-	2
Рейки нивелиров	-	2
Теодолит	-	2
Рулетки	-	2
Рентгено-магнитографическая лаборатория	-	1
Компрессоры передвижные	0,6	1
Вибраторы глубинные	-	1
Полотенце мягкое для труб диаметром до 300 мм	-	2
Лаборатория для контроля сварных соединений высокопроводимые, передвижные	0,6	1
Котлы битумные передвижные 400 л	-	1
Траншеекопатель (бара) ЭП-Ф-Ц на базе МТЗ	-	1

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							174.08.03.2022-ТКР	Лист 25
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		

Наименование машин	Количество на 1 млн. руб., шт.	Потребность, шт.
1	2	3
Агрегаты шпатлево-окрасочные	-	1
Домкраты гидравлические	-	1
Электростанции передвижные	-	2
Машина бурильно-крановая БКМ-2012	-	1
Автобус ПАЗ 32053	-	1

Примечание:

Точный список и марка машин и механизмов, который применяется при строительстве объекта, уточняется при разработке ППР.

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

Количество рабочих мест, определено исходя из необходимости обслуживания проектируемого куста скважин. Количество рабочих мест рассчитано по категориям работников (инженерно-технические работники и рабочие) и назначению в производственном процессе (рабочие места рабочих основного производства, ремонтного обслуживания и других категорий работников).

Нормативы численности предназначены для определения численности и расстановки рабочих по рабочим местам. При расстановке рабочих рекомендуется, исходя из производственных возможностей, вводить совмещение профессий и расширение зон обслуживания по мере высвобождения численности работников с соблюдением правил охраны труда. Численность, определенная нормативами, является максимальной. Если фактическая численность меньше нормативной и при этом обеспечивается выполнение заданных объемов работ без нарушений техники безопасности, то она не увеличивается до нормативной.

Нормативы численности рабочих цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ) определены в соответствии с «Типовой структурой и нормативами численности руководителей, специалистов, служащих и рабочих нефтегазодобывающих управлений ОАО «Татнефть» и представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Нормативы численности рабочих цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ)

Виды работ	Единица измерения	Норматив численности, чел.
1	2	3
Обслуживание наземного оборудования скважин и другого оборудования, связанного технологически со скважинами, нефтепроводами, ГЗУ, ГЗНУ, ДНС, ловушек и др. (с переходами)	1 (одна) нефтяная скважина эксплуатационного фонда	0,07

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист 26
			174.08.03.2022-ТКР						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

<i>Виды работ</i>	<i>Единица измерения</i>	<i>Норматив численности, чел.</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
Обслуживание диспетчерского пункта (ДП) при круглосуточной работе	1 (один) ЦДНГ	1 (в смену)
Дежурный оператор по добыче нефти во II и III смены	1 (один) ЦДНГ	2,78
Обслуживание, ППР и наладка средств автоматизации и телемеханизации на объектах добычи нефти и газа. Подготовка КИПиА на поверку.	На 100 скважин добывающего фонда	1,5
Мастер по добыче нефти и газа	на каждую бригаду по добыче нефти, при обслуживании 100-120 скважин или 12-15 типовых установок (по 8 скважин)	1

Общая численность персонала, осуществляющего техническое и оперативное обслуживание существующего оборудования и установок ДНС-1 и месторождения, составляет 65 человек.

Таблица 9 – Списочная численность работников

<i>Персонал</i>	<i>Численность в наибольшую работающую смену</i>	<i>Численность общая</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
ИТР	9	9
Лаборанты	6	9
Операторы по добыче нефти	7	17
Диспетчеры	3	9
Обслуживающий персонал	8	10
Операторы установок на территории ДНС-1	5	11
Всего:	38	65

Изменение численности основного рабочего состава с учетом проектируемых объектов в сторону увеличения не требуется.

Профессионально-квалифицированный состав работников

Наименование должностей и профессий рабочих установлено в соответствии с действующим ОК 016-94 «Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей, служащих и тарифных разрядов».

Разряды работ по профессиям рабочих в сборнике не указаны, они устанавливаются на предприятии в соответствии со сложностью выполняемых работ по действующим тарифно-квалификационным справочникам.

Для обхода трассы нефтегазопровода, обслуживания технологического оборудования, принят оператор по добыче нефти и газа 3-6 разряда.

Оператор входит в состав бригады по добыче нефти и газа ДНС-1 ЗАО «Алойл».

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист
			174.08.03.2022-ТКР						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

Организация труда на рабочем месте призвана обеспечить выполнение производственных заданий, эффективное использование оборудования, а также обеспечение охраны труда, пожарной безопасности, санитарно-гигиенических, физиологических и эстетических условий труда.

- оснащение всем необходимым оборудованием, инструментами и средствами связи;
- создание безопасных и здоровых условий труда;
- обеспечение бесперебойного снабжения всем необходимым.

В соответствии с ГОСТ 12.2.061-81 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам» рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, обеспечивает безопасность, охрану здоровья и работоспособность работников.

При выполнении работ, связанных с воздействием на работающих опасных и (или) вредных производственных факторов, рабочее место, должно быть оснащено средствами защиты, средствами пожаротушения и спасательными средствами.

За концентрацией сероводорода должен быть организован систематический контроль путем замеров газоанализаторами, индикаторами или лабораторного анализа. Результаты замеров должны заноситься в «Журнал контроля воздуха на содержание сероводорода».

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №	При выполнении работ, связанных с воздействием на работающих опасных и (или) вредных производственных факторов, рабочее место, должно быть оснащено средствами защиты, средствами пожаротушения и спасательными средствами. Для определения загазованности на территории месторождений дополнительно применяются переносные газоанализаторы марки АМ-5, НС-82, УГ-2, предназначенные для контроля дозрывных концентраций многокомпонентных воздушных смесей горючих газов и паров. За концентрацией сероводорода должен быть организован систематический контроль путем замеров газоанализаторами, индикаторами или лабораторного анализа. Результаты замеров должны заноситься в «Журнал контроля воздуха на содержание сероводорода».						
			174.08.03.2022-ТКР						Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	28

При выявлении опасных концентраций сероводорода должны быть немедленно приняты меры по предупреждению отравления людей, поставлена в известность администрация предприятия, а на месте образования опасной концентрации вывешены предупреждающие знаки.

Хранение приборов дозиметрического, химического контроля, радиационной разведки и переносных газоанализаторов предусмотрено в операторных, опорных пунктах бригад. Количество приборов определяется приказом по предприятию.

Требования к периодичности обхода трассы трубопровода

Действующие нефтегазопроводы подвергаются периодическим обходам, приборному техническому обследованию, диагностике технического состояния, а также текущим и капитальным ремонтам.

При обходе нефтегазопровода выявляются утечки нефти на трассе нефтегазопровода по внешним признакам и приборами, выявляться пучения, просадки, оползни, обрушения и эрозии грунта, размывы нефтегазопровода паводковыми или дождевыми водами; контролироваться условия производства строительных работ, предусматривающие сохранность нефтегазопровода от повреждений.

Периодичность обхода трассы трубопровода устанавливается в зависимости от его технического состояния, наличия и эффективности электрозащитных установок, категории нефтегазопровода; пучинистости, просадочности и степени набухания грунтов, горных подработок, сейсмичности района, времени года и других факторов, но не реже сроков, приведенных в таблице 10.

Таблица 10 - Периодичность обхода трасс подземных нефтегазопроводов

№ п/п	Нефтепроводы	Периодичность осмотра		
1	2	3		
1	Вновь построенные	Непосредственно в день пуска и на следующий день после пуска		
2	Эксплуатируемые в нормальных условиях и находящиеся в:	Устанавливаются главным инженером эксплуатирующей организации, но:		
2.1	удовлетворительном техническом состоянии	не реже 1 раза в мес.	не реже 2 раза в мес.	не реже 1 раза в 6 мес. при ежегодном приборном техническом обследовании или 1 раз в 2 мес. без его проведения
2.2	проложенные в зоне действия источников блуждающих токов, в грунте с высокой коррозионной активностью и не обеспеченные минимальным защитным электропотенциалом	не реже 1 раза в неделю	не реже 2 раз в неделю	не реже 1 раза в 2 недели
2.3	имеющие дефекты защитных покрытий после при-	то же	то же	то же

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

№ п/п	Нефтепроводы	Периодичность осмотра		
1	2	3		
	борного технического обследования			
2.4	находящиеся в неудовлетворительном техническом состоянии, подлежащие замене	то же	то же	то же
2.5	находящиеся в радиусе 15 м от места производства строительных работ	ежедневно до устранения угрозы повреждения		
2.6	береговые части переходов через водные преграды и овраги	ежедневно в период паводка		

Обходчику нефтегазопровода вручаются под расписку маршрутные карты, на которых указаны схема трассы нефтегазопровода с местоположением технологического оборудования. Маршрутные карты ежегодно выверяются.

Перед допуском к первому обходу рабочие должны быть ознакомлены с трассой нефтегазопровода на местности.

При обнаружении аварийных ситуаций или утечки нефти по внешним признакам рабочие, проводящие обход, обязаны немедленно известить диспетчера ДНС-1 (или непосредственно своего руководителя) и до приезда бригады принять меры по предупреждению окружающих людей и недопустимости курения, пользования открытым огнем.

Результаты обхода нефтегазопровода отражаются в вахтовом журнале. В случае выявления неисправностей или самовольного ведения работ в охранной зоне нефтегазопровода составляется рапорт.

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

В целях обеспечения условий максимальной безопасности обслуживающего персонала, предотвращения аварийных ситуаций и сокращения ущерба от происшедших аварий в процессе эксплуатации линейного объекта предусматривается ряд основных технических решений:

- герметизация системы транспорта нефти;
- размещение технологического оборудования с обеспечением необходимых по нормам проходов и с учетом требуемых противопожарных разрывов;
- автоматизация технологических процессов, обеспечивающая дистанционное управление и контроль над процессами;
- контроль качества сварных стыков трубопровода;
- защита трубопровода, запорной арматуры и оборудования от почвенной и атмосферной коррозии;
- проверка на прочность и герметичность трубопровода после монтажа;

Ив. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

174.08.03.2022-ТКР

- молниезащита;

- защита от статического электричества;

- постоянный контроль исправности оборудования, приспособлений, инструмента, проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и в процессе работы на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда;

К эксплуатации и техническому обслуживанию трубопровода допускаются работники, имеющие требуемую профессиональную подготовку.

Для работников, привлекаемых к эксплуатации и обслуживанию трубопроводов, обязательно проведение следующих инструктажей по правилам безопасности:

- вводного при поступлении на работу (в отделе промышленной безопасности и охраны труда);

- первичного (на рабочем месте);

- повторного в период работы на предприятии (не реже одного раза в 3 месяца);

- внепланового (при введении дополнительных требований, новых правил и инструкций по безопасному ведению работ, или если выявлены нарушения правил безопасности, произошел несчастный случай);

- целевого (перед выполнением работ повышенной опасности).

Обучение персонала безопасности труда, способам защиты при авариях следует проводить в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- ГОСТ 12.0.004-2015. ССБТ. «Организация обучения по безопасности труда. Общие положения»;

- Приказ Ростехнадзора от 29.01.2007 N 37 (ред. от 30.06.2015 г.) "О порядке подготовки и аттестации работников организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору";

- Об утверждении порядка обучения охране труда и проверки знаний и требований охраны труда работников организаций (Постановление Министерства труда РФ и Министерства образования РФ от 13.01.2003 г. № 1/29).

Весь работающий персонал должен быть обеспечен сертифицированной спецодеждой, спецобувью, предохранительными приспособлениями и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты. При патрулировании обходчики должны быть снабжены газоанализаторами и средствами индивидуальной защиты (СИЗ).

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

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

Автоматизированные системы управления технологическим процессом настоящим разделом не предусматриваются.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР				31

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

Проектируемый объект не является объектом транспортной инфраструктуры. Проектируемый объект расположен на удалении более 200 м от границы земельных участков, предоставленных для размещения объектов транспортной инфраструктуры. В соответствии с п. 1 «Требований по обеспечению транспортной безопасности объектов (зданий, строений, сооружений), не являющихся объектами транспортной инфраструктуры и расположенных на земельных участках, прилегающих к объектам транспортной инфраструктуры и отнесенных в соответствии с земельным законодательством российской федерации к охраняемым зонам земель транспорта», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 23.01.2016 г. N 29, мероприятия по выполнению требований по обеспечению транспортной безопасности объектов в проекте не разрабатываются.

14. Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

В составе каждого нефтепромысла имеется ремонтно-восстановительная служба. На персонал ремонтно-восстановительной службы (РВС) возлагаются следующие обязанности:

- периодически (по графику) осматривать трубопровод и его сооружения с целью выявления и ликвидации утечек нефти и других повреждений;
- участвовать в проведении капитальных ремонтов трубопроводов, УЗА, ликвидации аварий; устранять неполадки в технологическом оборудовании; содержать полосу отвода и охранную зону в состоянии, предусмотренном Правилами проектирования и сооружения магистральных трубопроводов и Правилами технической эксплуатации магистральных трубопроводов.

Перечень инструментов и материалов ремонтного хозяйства представлено в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень инструментов и материалов ремонтного хозяйства

№ п/п	Инструменты и материалы	Количество	Примечание
1	2	3	4
1	Телефон мобильный	1	
2	Плоскогубцы	1	
3	Резиновые перчатки, пара	1	
4	Пила поперечная	1	
5	Трубы, % от длины участка	0,3; но не менее одной трубы для каждого уложенного сортамента	
6	Лопата штыковая	5	
7	Лопата совковая	2	
8	Топор	2	

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

№ п/п	Инструменты и материалы	Количество	Примечание
1	2	3	4
9	Кирка	2	
10	Лом	3	
11	Зубила	2	
12	Молоток	1	
13	Ключи гаечные (комплект по одному ключу на каждый размер гаек, имеющихся на участках)	2	
14	Ключ разводной	1	
15	Ключ гаечный	1	
16	Напильник	1	
17	Смазка крановая, в банке	2	
18	Шприц для набивки смазки	1	
19	Сальниковая набивка, кг	0,5	
20	Манометр запасной	2	
21	Паронит 2-3 мм, кг	2	
22	Взрывобезопасные аккумуляторные фонари	2	
23	Веревка шеньковая 15мм, м	10	
24	Противогаз шланговый ПШ-1 (комплект)	1	
25	Предупредительные знаки	5	
26	Красный флажок	1	
27	Лыжи, пара	1	
28	Огнетушители	2	
29	Ведра жестяные	2	
30	Аптечка	1	

15. Описание технологического процесса транспортирования продукта

Продукция скважин Алексеевского нефтяного месторождения под устьевым давлением скважин транспортируется через счетчики количества жидкости, где производится замер дебита скважин, по нефтегазосборным трубопроводам (проектируемым и существующим) на ППСН для последующей подготовки и транспортировки на ДНС-1.

16. Сведения о проектной пропускной способности трубопровода

Максимальный объем перекачиваемой нефти составляет 5 м³ в сутки с обводненностью 5 %.

Протяженность трассы проектируемого нефтегазопровода от К-6107 до места врезки составляет 223,07 м.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

174.08.03.2022-ТКР

Лист

33

17. Характеристика параметров трубопровода

Характеристика параметров трубопровода представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристика параметров трубопровода

№ п/п	Наименование характеристики	Единица измерения	Показатель
1	2	3	4
1	Протяженность трассы нефтегазопровода от К-6107 до места врезки	м	223,07
2	Категория нефтегазопровода	-	II категория
3	Проектная мощность	т/год	1602
4	Материал трубы	-	Сталь 20
5	Диаметр трубы	мм	89
6	Толщина стенки трубы	мм	5
7	Глубина заложения (не менее)	м	1,8
8	Разность отметок	м	3,16
9	Потеря давления:	МПа	0,03

18. Обоснование диаметра трубопровода

Внутренний диаметр трубопровода определяется по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot v'}}$$

Где d – внутренний диаметр трубопровода; Q – расход жидкости, равен 0,0001158 м³/с; π – математическая константа; v – оптимальная скорость движения нефти в трубопроводе, равна 1,5 м/с.

Расчетный диаметр трубопровода равен 10 мм.

Диаметр трубопровода 89х5 мм принят согласно заданию на разработку проектной документации.

Гидравлический расчет трубопроводов

Результаты гидравлического расчета проектируемых трубопроводов приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты гидравлического расчета проектируемого трубопровода

Трубопровод	Длина, м	Расход жидкости, м³/час	Диаметр трубопровода, мм	Разность отметок, м	Потери давления, МПа	Начальное давление, МПа	Конечное давление, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист
			174.08.03.2022-ТКР						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

$$R = \frac{R_{уп} \cdot y_s}{y_n};$$

где:

$R_{уп}$ – нормативное сопротивление материала труб по пределу текучести, равно 245 Н/мм²;

y_s – коэффициент условий работы трубопровода, транспортирующего сероводородсодержащие продукты, равен 0,5 в соответствии с СП 284.1325800.2016 таблица 12.

y_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода, равен 1,0;

$$R = 122,5 \text{ МПа}$$

$$t = 1,2 \text{ мм}$$

Проектом принята труба диаметром 89 мм с толщиной стенки 5 мм, что не противоречит результатам расчетов, выполненным на основании СП 284.1325800.2016.

23. Обоснование мест установки запорной арматуры

Согласно ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и СП 284.1325800.2016 установка запорной арматуры предусматривается в начале и конце трубопроводов для экстренного вывода трубопроводов из эксплуатации.

24. Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них

При эксплуатации трубопровода потенциальная необходимость в резервном оборудовании и резервных участках трассы отсутствует.

25. Обоснование выбора технологии транспортирования продукции

Основным способом транспортирования продукции Алексеевского нефтяного месторождения является трубопроводный транспорт.

Достоинства трубопроводного транспорта:

- перекачка продукции на значительные расстояния;
- возможность прокладки трубопровода в любом направлении и на любое расстояние – это кратчайший путь между начальным и конечным пунктами;
- высокий темп доставки и различная пропускная способность;
- непрерывная работа круглый год;
- потери на трассе сведены к минимуму, благодаря конструктивным особенностям трубопроводов и их профилактическому обслуживанию;
- комплексное наблюдение и управление за всеми процессами;
- разгрузка традиционных видов транспорта;
- наибольшая степень автоматизации.

В условиях существующего рельефа местности и географического места расположения месторождения, а также за отсутствием судоходных рек единственным альтернативным спосо-

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист 36	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР				

бом транспортировки продукции Алексеевского нефтяного месторождения является автомобильный транспорт. Автотранспортом допускается перевозить все типы углеводородных жидкостей. Автоперевозки нефтегрузов осуществляются в таре (нефтепродукты – в бочках, канистрах, бидонах), а также в автомобильных цистернах. Однако существенным недостатком транспортировки добываемой продукции автомобильным транспортом являются:

- высокая стоимость транспортировки продукции;
- ограниченная вместимость цистерн;
- наличие порожних обратных пробегов автоцистерн;
- значительный расход топлива на собственные нужды.

26. Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования

Количество оборудования принято на основании задания на проектирование, принятой технологической схемы, нормативной документации, и составляет:

- трубопровод – труба 89х5 ТУ 1390-001-67740692-2010 – 223,07 м;
- запорная арматура - задвижка клиновая ЗКЛ2 80-40 30с15нж – 4 шт.;
- конструкция ограждения узла запорной арматуры – 1 шт.;
- знак линейный опознавательный – 1 шт.
- изолирующее соединение МЭСТ – 2 шт.;
- система ЭХЗ: установки протекторной защиты (протектор ПМ-10У) – 5 шт., контрольно-измерительные пункты СКИП – 1 шт., ограждение стоек контрольно-измерительных пунктов – 1 шт.

27. Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды

Перед пуском в работу для проведения очистки и гидравлического испытания на прочность и герметичность необходимо 7,72 м³ воды.

28. Описание системы управления технологическим процессом

Система управления технологическим процессом настоящим разделом не предусматривается.

29. Описание системы диагностики состояния трубопровода

При плановом обследовании проверяют охранную зону и зону минимальных расстояний, переходы через водные преграды, автомобильные дороги, вдольтрассовые проезды, подъезды к нефтегазопроводу, знаки обозначения трассы, состояние геодезической опорной сети, пересечения нефтегазопровода с коммуникациями сторонних организаций (ЛЭП, нефтепродуктопроводами и т.п.), а также состояние средств обеспечения безопасности.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР			37

Внеочередные технические обследования (диагностика технического состояния) нефтегазопровода должны проводиться по истечении расчетного ресурса работы, принимаемого для стальных нефтегазопроводов по РД 39-132-94, для региона Урал-Поволжье – 10 лет.

Диагностика в целях определения необходимости замены или остаточного ресурса с разработкой мероприятий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию нефтегазопровода на весь срок продления жизненного цикла, должна проводиться в соответствии с методиками, утверждаемыми Госгортехнадзором России.

По результатам приборного технического обследования должен составляться акт, в котором с учетом выявленных дефектов и оценки технического состояния дается заключение о возможности дальнейшей эксплуатации нефтегазопровода, необходимости и сроках проведения его ремонта или перекладки (замены).

В эксплуатирующей организации применяются следующие методы диагностики трубопроводов:

1. Нахождение трассы и мест повреждения изоляции трубопроводов:
 - искатель повреждений изоляции подземных трубопроводов типа УКИ-1, АНПИ, ИПИГ-2 или система обследования трубопроводов «C-SCAN»;
 - искровой дефектоскоп для контроля сплошности изоляции типа Крона;
 - толщиномер изоляционных покрытий типа МТ-0,1; МТ-30Н; МТ-33Н;
 - адгезиметр типа АР-2;
 - прибор СМ-1 для покрытий на основе битума.
- 2) Визуальный и измерительный контроль.
- 3) Ультразвуковая толщинометрия - толщиномер ультразвуковой типа УТ-93П.
- 4) Ультразвуковая дефектоскопия сварных соединений - ультразвуковой дефектоскоп типа УД2-12 или приборы типа «Авиур», «Скаруч».
- 5) Неразрушающий контроль временного сопротивления разрыву основного металла (твердометрия) - переносной твердометр типа 54-369М или переносной твердометр типа ТЭМП-2.
- 6) Метод акустической эмиссии - акустико-эмиссионный прибор типа ЛОКУС-3080 или комплекс «Спартан».

- 7) Цветная дефектоскопия сварного шва.
- 8) Вихревой метод - вихретоковый дефектоскоп 54-245М.
- 9) Магнитный метод.
- 10) Контроль за коррозией и коррозионным растрескиванием - устройство лубрикаторное.

Для ухода за трассой, периодическим осмотром трассы и сооружений трубопровода, выявления утечек нефти и других нарушений и неисправностей, контроля состояния переходов через естественные и искусственные преграды осуществляется обходчиками трассы нефтегазопровода.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист
			174.08.03.2022-ТКР						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

30. Перечень мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой

Температура транспортируемого продукта составляет +7 °С ÷ +18 °С.

Основным принципом при прокладке трубопровода в грунтах является создание такого температурного режима эксплуатации, при котором воздействие подземного трубопровода на окружающий грунт было бы минимальным с точки зрения нарушений естественного теплового режима грунтового массива в зоне прохождения трубопровода.

С целью сохранения стабильного температурного режима перекачки нефти, глубина заложения трубопровода принята ниже глубины промерзания грунта – не менее 1,8 м.

31. Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению

Таблица 14 – Количество образования отходов производства и потребления в период строительства

Код и наименование отходов по ФККО	Класс опасности (ФККО)	Кол-во исходных материалов	Ед. изм.	Норма образования отходов	Ед. изм.	Кол-во отходов, т	Куда утилизируют отход, № лицензии, № объекта ГРОО	Технологический процесс
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4 61 010 01 20 5 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черн.металлы в виде изделий, кусков, несорт.	5	0,7911	т	2	%	0,0158	ООО "ГК"Втормет", лицензия № АА 13 №0034 от 26.04.2013	Монтаж металлоконструкций
9 19 100 01 20 5 Остатки и огарки стальных сварочных электродов	5	0,1345	т	расчет	т	0,0083	ООО "Шарл", лицензия № 16-00200 от 13.04.2016	Сварочные работы
4 34 110 02 29 5 Отходы пленки полиэтилена и изделий из нее незагрязненные	5	0,0100	т	4	%	0,0004	ООО "Шарл", лицензия № 16-00200 от 13.04.2016	Изоляция сварных стыков
4 82 302 01 52 5 Отходы изолированных проводов и кабелей	5	0,2251	т	2	%	0,0045	ООО "Шарл", лицензия № 16-00200 от 13.04.2016	Прокладка кабеля
7 36 100 01 30 5 Пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несорт.	5	19	чел.	расчет	т	0,1813	Полигон МКП г.Бавлы "Управление по благоустройству и озеленению", лицензия № 16-00414 от 23.11.2016, ГРОО 16-00045-3-00377-300415	Жизнедеятельность рабочего персонала
Итого отходы V класса опасности – потенциально опасные:						0,2103		

Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

174.08.03.2022-ТКР

Лист

39

Код и наименование отходов по ФККО	Класс опасности (ФККО)	Кол-во исходных матер-ов	Ед. изм.	Норма образования отходов	Ед. изм.	Кол-во отходов, т	Куда утилизируют отход, № лицензии, № объекта ГРОО	Технологический процесс
1	2	3	4	5	6	7	8	9
7 33 100 01 72 4 Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несорт. (иск. крупногаб.)	4	19	чел.	расчет	т	0,3424	Полигон МКП г.Бавлы "Управление по благоустройству и озеленению", лицензия № 16-00414 от 23.11.2016, ГРОО 16-00045-3-00377-300415	Жизнедеятельность рабочего персонала
7 32 100 01 30 4 Отходы (осадки) из выгребных ям	4	19	чел.	расчет	т	3,6785*	МКП БМР «Водоканал», решение № 1279/17 от 18.10.2017	Жизнедеятельность рабочего персонала
3 08 241 01 21 4 Отходы битума нефтяного	4	0,1319	т	3	%	0,0040	Полигон МКП г.Бавлы "Управление по благоустройству и озеленению", лицензия № 16-00414 от 23.11.2016, ГРОО 16-00045-3-00377-300415	Гидроизоляция
4 68 112 02 51 4 Тара из черных металлов, загрязненная ЛКМ (сод. > 5%)	4	0,0424	т	расчет	т	0,0042	ООО "Мехуборка-Кама", лицензия № 16-00282 от 10.06.2016	Окрасочные работы
9 19 201 02 39 4 Песок, загрязненный нефтью или нефтепрод. (сод. нефти или нефтепр.> 15%)	4	0,0076	т	расчет	т	0,0238	ООО "Шарл", лицензия № 16-00200 от 13.04.2016	Заправка строительной техники
9 19 204 02 60 4 Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (сод. нефти или нефтепр. >15%)	4	0,000067	т	расчет	т	0,000084	ООО "Мехуборка-Кама", лицензия № 16-00282 от 10.06.2016	Монтаж оборудования
9 19 100 02 20 4 Шлак сварочный	4	0,1345	т	расчет	т	0,0159	ООО "Мехуборка-Кама", лицензия № 16-00282 от 10.06.2016	Сварочные работы
Итого отходы IV класса опасности – малоопасные:						0,3903		
Всего:						0,6006		
Взам. Инв. № Подпись и дата Инв.№ подл.								
						174.08.03.2022-ТКР		
Изм.	Коп.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Лист 40		

Таблица 15 – Количество образования отходов производства и потребления в период эксплуатации

Код и наименование отходов по ФККО	Класс опасности (ФККО)	Кол-во исх-х мат-ов	Ед. изм.	Норма образования отходов	Ед. изм.	Кол-во отхо- дов, т	Куда утилизируют отход	Технологический процесс
1	2	3	4	5	6	7	8	9
9 11 200 02 39 3 Шлам очистки емко- стей и трубопроводов от нефти и нефтепро- дуктов	3	1	шт.	расчет	т	0,1614	ООО "Про- мышленная экология", лицензия № 16-00162 от 25.01.2016	Очистка емкости
Итого отходы III класса опасности – умеренно опасные:						0,1614		
9 19 204 02 60 4 Обтирочный матери- ал, загрязнен. нефтью или нефтепродуктами (сод. нефти или нефтепрод.> 15%)	4	58	шт.	расчет	т	0,0031	ООО "Шарл", ли- цензия № 16-00200 от 13.04.2016	Обслуживание технологического процесса
Итого отходы IV класса опасности – мало опасные:						0,0031		
Всего:						0,1645		

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР	Лист
							41

Таблица 16 – Количество образования отходов производства и потребления в период эксплуатации, при капитальном и подземном ремонте скважин

Код и наименование отходов по ФККО	Класс опасности (ФККО)	Кол-во исх-х мат-ов	Ед. изм.	Норма образования отходов	Ед. изм.	Кол-во отходов, т	Куда утилизируют отход	Технологический процесс
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2 91 220 01 29 3 Прочие отходы ремонта нефтепром. Оборудования (АСПО)	3	4	шт.	0,0999	т	0,3997	ООО "Промышленная экология", лицензия № 16-00162 от 25.01.2016	КРС и ПРС куста
9 31 100 01 39 3 Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	3	4	шт.	0,0050	т	0,0200	ООО "Промышленная экология", лицензия № 16-00162 от 25.01.2016	КРС и ПРС куста
Итого отходы III класса опасности – умеренно опасные:						0,4197		
2 91 110 01 39 4 Растворы буровые при бурении нефтяных скважин отработанные малоопасные	4	4	шт.	15,000	т	60,0000	ООО "Промышленная экология", лицензия № 16-00162 от 25.01.2016	КРС и ПРС куста
9 19 204 02 60 4 Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %)	4	4	шт.	расчет	т	0,0003	ООО "Шарл", лицензия № 16-00200 от 13.04.2016	Обслуживание технологическ. процесса
Итого отходы IV класса опасности – мало опасные:						60,0003		
8 22 101 01 21 5 Отходы цемента в кусковой форме	5	4840	м	0,5 т на 50 м	т	48,4000	ООО "Шарл", лицензия № 16-00200 от 13.04.2016	КРС и ПРС скважин куста
Итого отходы V класса опасности - потенциально опасные:						48,4000		
Всего:						108,8200		

32. Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями

Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах захоронения представлены в пункте 31, 174.08.03.2022-ТКР.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР	Лист
							42

33. Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)

В период строительства объекта

Основные мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу должны включать:

- комплектация парка техники строительными машинами, обеспечивающие минимальные удельные выбросы вредных веществ в атмосферу;
- контроль над токсичностью и дымностью отработавших газов автотранспорта;
- не допускать к эксплуатации машины и механизмы в неисправном состоянии;
- подъездные пути для автотранспорта спроектировать, по возможности, прямолинейными, исключая крутые повороты и резкие подъемы, которые вызывают усиление выбросов выхлопных газов;
- движение транспорта в пределах отвода земли на отведенной полосе. Недопущение неконтролируемых поездок;
- рассредоточение во времени работы строительных машин и механизмов, не задействованных в едином непрерывном технологическом процессе;
- запрет проливов ГСМ на поверхность земли;
- заправка строительных машин топливом в трассовых условиях должна осуществляться на специально отведенной площадке;
- контроль за соблюдением технологии производства работ;
- неразрушающий контроль сварных соединений трубопровода;
- испытание трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- строгое соблюдение правил противопожарной безопасности при выполнении всех работ;
- запрет на сжигание образующихся отходов производства и потребления;
- максимальное использование изделий заводского изготовления полной готовности (комплектной поставки) и сборных конструкций.

Поступление аварийных выбросов исключается, т.к. при строительстве технологические процессы, ведущие к таким выбросам, отсутствуют.

При эксплуатации объекта

С целью уменьшения и предотвращения загрязнения атмосферы при эксплуатации объекта предусмотрены мероприятия, свести до минимума технологические выбросы и вероятность возникновения аварийных ситуаций. Мероприятия условно делятся технологические, способствующие сокращению объемов выбросов и снижению их приземных концентраций, и профилактические, направленные на безаварийную работу.

- технологические:
 - применение герметизированной системы транспорта нефти;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист 43
			174.08.03.2022-ТКР						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

- выбор запорно-регулирующей арматуры и технологического оборудования, соответствующих рабочим параметрам процесса транспортирования нефти и коррозионной активности среды;
- герметичность затворов арматур предусмотрены класса «А»;
- 100 %-й контроль швов сварных соединений;
- соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех составных частей системы нефтегазопровода;
- диспетчерский контроль технологических и вспомогательных процессов;
- оборудование, арматуры, трубопроводы, соединительные детали выбраны с учетом климатических условий района;
- параметры оборудования, арматуры, трубопроводы и соединительные детали рассчитаны с учетом обеспечения их безаварийной эксплуатации;
- применение современного оборудования и приборов контроля его работы;
- использование системы задвижек на случай возникновения аварийной ситуации.
 - профилактические:
 - контроль технологических процессов для предупреждения аварийных ситуаций, соответственно уменьшения выбросов вредных веществ в атмосферу за счет точного соблюдения заданных технологических параметров;
 - обучение и проверка знаний обслуживающего персонала;
 - соблюдение правил и инструкций по технике безопасности;
 - контроль состояния оборудования, коммуникаций, арматуры, фланцевых соединений и сварных швов по показаниям приборов и визуально;
 - поддержание в полной технической исправности всего оборудования;
 - антикоррозионная защита трубопровода;
 - периодический осмотр трассы нефтегазопровода;
 - строгое соблюдение правил противопожарной безопасности.

34. Оценка возможных аварийных ситуаций

Согласно исходным данным № 764/ТЗ-3-5 от 14.02.2022 г., выданные главным управлением МЧС России по Республике Татарстан разработка раздела «ПМ ГО ЧС» в составе данного проекта не требуется.

35. Сведения об опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных зон

Безопасность в районах прохождения трубопровода обеспечивается расположением его на соответствующих расстояниях от объектов инфраструктуры. Безопасные расстояния приняты согласно СП 284.1325800.2016.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР				44

36. Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий, в том числе план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов

Основные мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий закладываются на стадии проектирования, а затем разрабатываются и осуществляются в процессе эксплуатации объекта.

Для объекта разработаны, согласованы и утверждены в установленном порядке следующие документы:

- план ликвидации возможных аварий (ПЛВА);
- план ликвидации аварийных ситуаций;
- план действий по предупреждению ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- приказ генерального директора «О составе нештатного аварийно-спасательного формирования (НАСФ) нефтепромысла ЗАО «Алойл»»;
- приказ генерального директора «О создании резервов финансовых средств и материально-технических ресурсов для локализации и ликвидации разливов нефти на объектах нефтепромысла ЗАО «Алойл»».

Планы позволяют оперативно и организованно принять экстренные меры по восстановлению объекта, обеспечению безопасности персонала.

На объектах ЗАО «Алойл» проводятся теоретические и учебно-тренировочные занятия по ликвидации аварий и ЧС в соответствии с утвержденными план - графиками.

При угрозе возникновения аварии, чрезвычайной ситуации вводится режим повышенной готовности, оповещается об угрозе ЧС руководящий состав, ПЧ-14 г. Бавлы, проверяются системы связи и оповещения.

Надежность и безопасность объектов ЗАО «Алойл» обеспечивается за счет своевременного обследования, технического обслуживания и ремонта оборудования, устранения выявленных дефектов, быстрого и качественного выполнения аварийно-восстановительных работ.

Организованы службы АСУ и КИП, энергоснабжения, ремонтно-механические и транспортные службы, которые обеспечивают работоспособность оборудования путем его технического обслуживания и ремонта.

Первая медицинская помощь пострадавшим при ликвидации аварийных ситуаций организуется собственными силами. Для вывоза пострадавших из зоны ЧС и доставки, при необходимости, в лечебные учреждения используются автобус или дежурный автомобиль.

В зависимости от обстановки привлекается личный состав и техника (бульдозер - 1 ед.; экскаватор – 1 ед.; нефтевоз – 2 ед.; самосвал – 2 ед.) по решению руководителя ЗАО «Алойл».

На нештатное аварийно-спасательное формирование ЗАО «Алойл» получено свидетельство № 12479 Серия 16/2-2 «На право ведения аварийно-спасательных работ» от

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист 45
			174.08.03.2022-ТКР						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

30.10.2018 г. рег.№ 16/2-2-190 выданное отраслевой комиссией Минэнерго России по аттестации аварийно-спасательных служб и спасателей нефтяной и газовой промышленности.

37. Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода

Прокладка трубопроводов принята на глубине 1,8 м до верхней образующей трубы. по п.11.2 задания на проектирование глубину заложения принять ниже глубины промерзания грунта (согласно п. 2.7.2 26-21-ИГИ-Т нормативная глубина промерзания 1,33 м).

Пересечение проектируемого нефтегазопровода с существующим нефтепроводом выполняется в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016, а так же в соответствии с техническими условиями, представленными организацией - владельцем. Технические условия на пересечение представлены в приложении 12 раздела 163.19.10.2021-ПЗ.

Пересечение выполняется под углом не менее 60°. Для обеспечения безопасности при взаимном пересечении между проектируемым и существующим подземными трубопроводами, расстояние в свету принято не менее 0,35 м.

Земляные работы в полосе, ограниченной расстоянием 2 метра по обе стороны от оси пересекаемых коммуникаций, выполняются вручную.

Пересечения обозначается опознавательными знаками.

Ведомость пересекаемых коммуникаций представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Ведомость пересекаемых коммуникаций

№№ пп	Наименование	Пикеты пере- сечений	Глубина или отметка	Диаметр, мм	Примечание
1	2	3	5	6	11
1	ЛЭП 6 кВ 3пр. фи- дер 133-08	1+95,7	-10	-	ЗАО «Алойл»
2	Водовод	2+06,6	2	Ст.114	-

38. Обоснование безопасного расстояния от оси трубопровода до населенных пунктов, инженерных сооружений, а так же при параллельном прохождении трубопровода с указанными объектами и аналогичными по функциональному назначению трубопроводами

Выбор трассы проектируемого трубопровода выполнен в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016, № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10 января 2002 г.

Населенные пункты на территории прокладки трубопровода отсутствуют.

Безопасность в районах прохождения трубопровода обеспечивается расположением его на соответствующих расстояниях от объектов инфраструктуры. Безопасные расстояния приняты согласно СП 284.1325800.2016.

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист 46
			174.08.03.2022-ТКР						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

39. Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов

Нагрузки и воздействия

В качестве нагрузок и воздействий на трубопровод в данном проекте рассматриваются нагрузка от внутреннего давления, нагрузка от веса транспортируемой среды и снеговая нагрузка.

Нормативную нагрузку от давления транспортируемой среды принимаем равным, нагрузке от максимального рабочего давления транспортируемой среды 2,0 МПа.

Нормативная нагрузка от веса транспортируемой жидкой среды на единицу длины трубопровода рассчитывается по формуле:

$$q_{\text{ср}} = \frac{\pi}{4} \cdot \gamma_{\text{ср}} \cdot (d_e - 2 \cdot t_{\text{ном}})^2, \frac{\text{Н}}{\text{м}},$$

где удельный вес жидкой среды:

$$\gamma_{\text{ср}} = \rho_{\text{среды}} \cdot g = 8740,71 \frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$$

Нормативная нагрузка от веса транспортируемой жидкости на единицу длины трубопровода диаметром 89 мм равна 4282,23 Н/м.

Нормативная снеговая нагрузка на единицу длины трубопровода рассчитывается по формуле:

$$q_{\text{сн}} = 0,4 \cdot S_q \cdot (d_e + 2 \cdot t_i), \frac{\text{Н}}{\text{м}},$$

где:

S_q – нормативная снеговая нагрузка, Н/м², принимается по СП 20.13330.2016.

$$S_q = S_0 \cdot \mu = 2,4 \cdot 1 = 2,4 \text{ кПа}$$

Район проектирования находится в IV снеговом районе, для которого нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли $S_0=2,4$ кПа.

μ – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к нагрузке на покрытие принимаем равным 1;

t_i – толщина изоляционного покрытия, для стальных труб с наружным полимерным покрытием по ТУ 1390-001-67740692-2010 принимается равным 2 мм.

Нормативная снеговая нагрузка на единицу длины трубопровода диаметром 89 мм равна 89,28 Н/м.

Проверка напряженного состояния и устойчивости трубопровода

В каждом поперечном сечении трубопровода для номинальной толщины стенки труб и соединительных деталей должны выполняться условия:

- в точках поперечного сечения, где фибровые продольные напряжения, определенные от расчетных нагрузок ($\sigma_{\text{пр}}$), сжимающих:

$$\frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{\text{кц}} - \sigma_{\text{пр}})^2 + (\sigma_{\text{кц}} + \gamma_f \cdot p_n)^2 + (\sigma_{\text{пр}} + \gamma_f \cdot p_n)^2} \leq \bar{R}$$

- в точках поперечного сечения, где $\sigma_{\text{пр}}$ растягивающих:

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №	Нормативная снеговая нагрузка на единицу длины трубопровода диаметром 89 мм рав- на 89,28 Н/м.					
			Проверка напряженного состояния и устойчивости трубопровода					
			В каждом поперечном сечении трубопровода для номинальной толщины стенки труб и соединительных деталей должны выполняться условия: - в точках поперечного сечения, где фибровые продольные напряжения, определенные от расчетных нагрузок ($\sigma_{пр}$), сжимающих: $\frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{кц} - \sigma_{пр})^2 + (\sigma_{кц} + \gamma_f \cdot p_n)^2 + (\sigma_{пр} + \gamma_f \cdot p_n)^2} \leq \bar{R}$ - в точках поперечного сечения, где $\sigma_{пр}$ растягивающих:					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР		Лист
								47

$$\sigma_{\text{пр}} + \gamma_f \cdot p_n \leq \bar{R}.$$

Кольцевое напряжение от расчетного внутреннего давления рассчитываем по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n_p \cdot p_n \cdot d_{\text{BH}}}{2 \cdot t}, \text{ МПа}$$

где:

η_p – коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления, равный 1,1, для трубопроводов диаметром менее 700 мм.

Кольцевое напряжение от расчетного внутреннего давления для трубопровода диаметром 89 мм равно 28,95 МПа.

Продольное фибровое напряжение от расчетных нагрузок рассчитывается по формуле:

$$\sigma_{\text{np}} = -\alpha_t \cdot E_0 \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n_p \cdot p_n \cdot d_{\text{BH}}}{2 \cdot t},$$

где:

α_t – коэффициент линейного расширения металла трубы, для стали равен 0,0000111 градус⁻¹;

Δt – расчетный перепад температур, принимаем 40 °С;

М – коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона), для стали равен 0,3;

E_0 – модуль упругости, МПа, для стали, принимаем равным $2,1 \times 10^5$.

Продольное фибровое напряжение от расчетных нагрузок для трубопровода диаметром 89 мм равно -84,55 МПа.

Проверяем выполнение условия:

$$\frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{\text{кц}} - \sigma_{\text{пр}})^2 + (\sigma_{\text{кц}} + \gamma_f \cdot p_n)^2 + (\sigma_{\text{пр}} + \gamma_f \cdot p_n)^2} \leq \bar{R}$$

Условие прочности в точках поперечного сечения выполняется $81,93 \text{ МПа} \leq 122,5 \text{ МПа}$.

Проверяем выполнение условия:

$$\sigma_{\text{np}} + \gamma_f \cdot p_n \leq \bar{R}$$

Условие прочности в точках поперечного сечения выполняется $-81,43 \text{ МПа} \leq 163,3 \text{ МПа}$.

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении проводят по условию:

$$S \leq y_c \cdot N_{\text{кр}}$$

Площадь поперечного сечения металла трубы:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (d_{\text{H}}^2 - d_{\text{BH}}^2), \text{ M}^2$$

Площадь поперечного сечения металла трубы для трубопровода диаметром 89 мм равна 0,0010667 м².

Эквивалентное продольное осевое усилие:

$$S = (0,2 \cdot \sigma_{\text{KH}} + \alpha_t \cdot E_0 \cdot \Delta t) \cdot F, \text{MH}$$

Эквивалентное продольное осевое усилие для трубопровода диаметром 89 мм равно 0,1057 МН.

Взам. Инв. №		$S \leq y_c \cdot N_{кр}$ Площадь поперечного сечения металла трубы: $F = \frac{\pi}{4} \cdot (d_H^2 - d_{BH}^2), \text{ м}^2$ Площадь поперечного сечения металла трубы для трубопровода диаметром 89 мм равна 0,0010667 м². Эквивалентное продольное осевое усилие: $S = (0,2 \cdot \sigma_{кц} + \alpha_t \cdot E_0 \cdot \Delta t) \cdot F, \text{ МН}$ Эквивалентное продольное осевое усилие для трубопровода диаметром 89 мм равно 0,1057 МН.	
Подпись и дата			
Инв.№ подл.			

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

174.08.03.2022-ТКР

Лист

48

Осевой момент инерции поперечного сечения трубы:

$$J = \frac{\pi \cdot (d_{\text{н}}^4 - d_{\text{вн}}^4)}{64}, \text{ м}^4$$

Осевой момент инерции поперечного сечения трубы для трубопровода диаметром 89 мм равен $0,97 \times 10^{-6} \text{ м}^4$.

Нагрузка от собственного веса трубопровода определяется по формуле:

$$q_{\text{м}} = n_{\text{с.в}} \cdot q_{\text{м}}^{\text{н}}, \text{ Н/м}$$

где:

$q_{\text{м}}^{\text{н}}$ – нормативная нагрузка от собственного веса трубопровода;

$n_{\text{с.в}}$ – коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса, равный 0,95 при расчете на устойчивость.

Нагрузка от собственного веса трубопровода диаметром 89 мм равна 119,36 Н/м.

Нагрузка от веса транспортируемой среды:

$$q_{\text{пр}} = n_{\text{с.в}} \cdot q_{\text{ср}}, \text{ Н/м}$$

Нагрузка от веса транспортируемой среды для трубопровода диаметром 89 мм равна 47,7 Н/м.

Тогда нагрузка от веса трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{\text{тр}} = q_{\text{м}} + q_{\text{пр}}, \text{ Н/м}$$

Нагрузка от собственного веса трубопровода с перекачиваемым продуктом для трубопровода диаметром 89 мм равна 167,1 Н/м.

Среднее удельное давление на единицу контакта трубопровода с грунтом определяется по формуле:

$$p_{\text{гр}} = \frac{2 \cdot n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot d_{\text{е}} \cdot \left(\left(h_0 + \frac{d_{\text{е}}}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{d_{\text{е}}}{2} \right) \cdot \tan \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right)^2 \right) + q_{\text{тр}}}{\pi \cdot d_{\text{е}}},$$

где:

$n_{\text{гр}}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта, равен 0,8;

h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности, учитывая то, что проектом предусмотрена подземная прокладка трубопровода на глубине 1,8 м до нижней образующей, высоту слоя засыпки принимаем 1,8 м.

Согласно проведенным инженерно-геологическим изысканиям прокладка трубопровода преимущественно осуществляется в грунте со следующими характеристиками:

- тип грунта – глина твердая;
- угол внутреннего трения $\varphi_{\text{гр}} = 18^\circ$;
- сцепление $C_{\text{гр}} = 29,01 \text{ кПа}$;
- удельный вес $\gamma_{\text{гр}} = 18,9 \text{ кН/м}^3$.

Среднее удельное давление на единицу контакта трубопровода с грунтом составляет 26,12 кПа.

Взам. Инв. №								
Подпись и дата								
Инв. № подл.								
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР		Лист
								49

Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом определяют по формуле:

$$\tau_{\text{пр}} = p_{\text{гр}} \cdot \tan \varphi_{\text{гр}} + c_{\text{гр}} = 0,0645 \text{ МПа}$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям определяется по формуле:

$$p_0 = \pi \cdot d_e \cdot \tau_{\text{пр}}, \text{ МН/м}$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям для трубопровода диаметром 89 мм равно 0,018039 МН/м.

Сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины, определяется по формуле:

$$q_{\text{ВЕРТ}} = n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot d_e \cdot \left(h_0 + \frac{d_e}{2} - \frac{\pi \cdot d_e}{8} \right) + q_{\text{тр}}$$

Сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины для трубопровода диаметром 89 мм равно 0,002602 МН/м.

Критическое усилие для прямолинейного участка трубопровода в случае пластической связи его с грунтом рассчитывают по формуле:

$$N_{\text{кр}} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{p_0^2 \cdot q_{\text{ВЕРТ}}^4 \cdot F^2 \cdot E_0^5 \cdot J^3}$$

Критическое усилие для прямолинейного участка трубопровода диаметром 89 мм равно 1,11736 МН/м.

Проверяем условие:

$$S \leq \gamma_c \cdot N_{\text{кр}}$$

$$0,1057 \text{ МН} \leq 0,55868 \text{ МН}$$

Условие выполняется, следовательно, устойчивость трубопровода в заданных условиях выполняется.

Проверим выполнение условия в случае упругой связи прямолинейного участка трубопровода с грунтом по формуле:

$$N_{\text{кр}} = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot d_e \cdot E_0 \cdot J}, \text{ МН}$$

где:

k_0 – коэффициент нормального сопротивления грунта, принимаем равному 10.

$$S \leq \gamma_c \cdot N_{\text{кр}}$$

$$0,1057 \leq 0,5 \cdot 2,692$$

Условие выполняется, следовательно, устойчивость трубопровода в заданных условиях выполняется.

40. Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод

Информация представлена в пункте 39.

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №	где:						
			K_0 – коэффициент нормального сопротивления грунта, принимаем равному 10.						
			$S \leq \gamma_c \cdot N_{кр}$						
$0,1057 \leq 0,5 \cdot 2,692$									
Условие выполняется, следовательно, устойчивость трубопровода в заданных условиях выполняется.									
40. Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод									
Информация представлена в пункте 39.									
						174.08.03.2022-ТКР			Лист
									50
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата				

41. Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок

Информация представлена в пункте 39.

42. Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам

Информация представлена в пункте 39.

43. Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета

Нормативные механические характеристики металла принятых труб приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Нормативные механические характеристики

<i>Временное сопротивление разрыву, Н/мм²</i>	<i>Предел теку- чести, Н/мм²</i>	<i>Относительное удлинение, %</i>	<i>Коэффициент линейного расширения, α, °C⁻¹</i>
1	2	3	4
412	245	21	0,0000111

44. Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода

Предельные отклонения по длине +15 мм.

Предельные отклонения по наружному диаметру $\pm 0,8 \%$.

Предельные отклонения по толщине стенки трубы $\pm 10 \%$.

Овальность и равенстенность труб должна быть не более предельных отклонений соответственно по наружному диаметру и толщине стенки.

Кривизна труб не должна превышать 1,5 мм на 1 м длины.

На поверхности труб не допускаются трещины, плены, закаты, рванины и риски.

Рябизна, забоины, вмятины, мелкие риски, слой окалины и следы зачистки допускаются при условии, если они не выводят толщину стенки и диаметр трубы за предельные отклонения. Допускается смещение кромок до 10 % от номинальной толщины стенки.

Наружный грат на трубах должен быть удален. В месте снятия грата допускается утонение стенки на 0,1 мм сверх минусового допуска.

Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом и зачищены от заусенцев. Допускается образование фаски. Косина реза для труб не должна превышать 1,0 мм.

Увеличение наружного диаметра термически обработанных труб при раздаче 6%.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							174.08.03.2022-ТКР	Лист 51
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата		

45. Обоснование пространственной жесткости конструкции (во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации)

Конструктивные строительные решения сооружений и пространственные схемы разработаны в соответствии с требованиями действующих нормативных документов по строительству, санитарно-гигиенических норм и в соответствии с технологической частью проекта.

Размещение сооружений выполнено по их функциональному и технологическому назначению с учетом взрывной, взрывопожароопасной и пожарной опасности.

Конструкции должны находиться, как правило, в положении, соответствующем проектному решению, а при невозможности выполнения этого условия - в положении, удобном для транспортирования и передачи в монтаж при условии обеспечения их прочности. Конструкции должны опираться на инвентарные подкладки и прокладки прямоугольного сечения, располагаемые в местах, указанных в проекте; толщина прокладок должна быть не менее 30 мм и не менее чем на 20 мм превышать высоту строповочных петель и других выступающих частей конструкций; при многоярусной погрузке и складировании однотипных конструкций подкладки и прокладки должны располагаться на одной вертикали по линии подъемных устройств (петель, отверстий) либо в других местах, указанных в рабочих чертежах.

Конструкции должны быть надежно закреплены для предохранения от опрокидывания, продольного и поперечного смещения, взаимных ударов друг о друга или о конструкции транспортных средств; крепления должны обеспечивать возможность выгрузки каждого элемента с транспортных средств без нарушения устойчивости остальных.

Офактуренные поверхности необходимо защищать от повреждения и загрязнения.

Крепежные изделия следует хранить в закрытом помещении, рассортированными по видам и маркам, болты и гайки - по классам прочности и диаметрам, а высокопрочные болты, гайки и шайбы - и по партиям.

Конструкции при складировании следует сортировать по маркам и укладывать с учетом очередности монтажа.

Запрещается перемещение любых конструкций волоком.

Перед подъемом каждого монтажного элемента необходимо проверить:

- соответствие его проектной марке;
- состояние закладных изделий и установочных рисков, отсутствие грязи, снега, наледи, повреждений отделки, грунтовки и окраски;
- наличие на рабочем месте необходимых соединительных деталей и вспомогательных материалов;
- правильность и надежность крепления грузозахватных устройств;
- а также оснастить в соответствии с ППР средствами смазки, лестницами и ограждениями.

Строповку монтируемых элементов надлежит производить в специальных местах оборудования, предназначенных для строповки.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР				52

Запрещается строповка конструкций в произвольных местах, а также за выпуски арматуры. Схемы строповки укрупненных плоских и пространственных блоков должны обеспечивать при подъеме их прочность, устойчивость и неизменяемость геометрических размеров и форм.

Монтируемые элементы следует поднимать плавно, без рывков, раскачивания и вращения, как правило, с применением оттяжек. При подъеме вертикально расположенных конструкций используют одну оттяжку, горизонтальных элементов и блоков — не менее двух.

Поднимать конструкции следует в два приема: сначала на высоту 20-30 см, затем, после проверки надежности строповки, производить дальнейший подъем.

При установке монтажных элементов должны быть обеспечены:

- устойчивость и неизменяемость их положения на всех стадиях монтажа; безопасность производства работ;

- точность их положения с помощью постоянного геодезического контроля;

- прочность монтажных соединений.

Конструкции следует устанавливать в проектное положение по принятым ориентирам (рискам, штырям, упорам, граням и т. п.).

Конструкции, имеющие специальные закладные или другие фиксирующие устройства, надлежит устанавливать по этим устройствам.

Монтаж стальных конструкций. Подготовка конструкций к монтажу

Конструкции, поставляемые на монтаж, должны соответствовать требованиям стандартов, технических условий и рабочих чертежей. Деформированные конструкции следует выправить. Правка может быть выполнена без нагрева поврежденного элемента (холодная правка) либо с предварительным нагревом (правка в горячем состоянии) термическим или термомеханическим методом. Холодная правка допускается только для плавно деформированных элементов.

Решение об усилении поврежденных конструкций или замене их новыми должна выдать организация - разработчик проекта.

Холодную правку конструкций следует производить способами, исключающими образование вмятин, выбоин и других повреждений на поверхности проката.

При производстве монтажных работ запрещаются ударные воздействия на сварные конструкции из сталей:

- с пределом текучести 390 МПа (40 кгс/мм²) и менее - при температуре ниже минус 25 °С;

- с пределом текучести свыше 390 МПа (40 кгс/мм²) - при температуре ниже 0 °С.

Установка, выверка и закрепление

Проектное закрепление конструкций (отдельных элементов и блоков), установленных в проектное положение, с монтажными соединениями на болтах следует выполнять сразу после

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист	
										53
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР				

инструментальной проверки точности положения и выверки конструкций, кроме случаев, оговоренных в дополнительных правилах настоящего раздела или в ППР.

Конструкции с монтажными сварными соединениями надлежит закреплять в два этапа: сначала временно, затем по проекту. Способ временного закрепления должен быть указан в проекте.

Сварка и антикоррозионное покрытие закладных и соединительных изделий

Непосредственно перед нанесением антикоррозионных покрытий защищаемые поверхности закладных изделий, связей и сварных соединений должны быть очищены от остатков сварочного шлака, брызг металла, жиров и других загрязнений.

В процессе нанесения антикоррозионных покрытий необходимо особо следить за тем, чтобы защитным слоем были покрыты углы и острые грани изделий.

Данные о выполненной антикоррозионной защите соединений должны быть оформлены актами освидетельствования скрытых работ.

Монтаж сборных железобетонных и бетонных конструкций

Предварительное складирование конструкций на приобъектных складах допускается только при соответствующем обосновании. Приобъектный склад должен быть расположен в зоне действия монтажного крана.

Монтаж конструкций следует производить после проектного закрепления всех монтажных элементов и достижения бетоном (раствором) замоноличенных стыков несущих конструкций прочности, указанной в ППР.

В случаях, когда прочность и устойчивость конструкций в процессе сборки обеспечиваются сваркой монтажных соединений, допускается, при соответствующем указании в проекте, монтировать конструкции без замоноличивания стыков. При этом в проекте должны быть приведены необходимые указания о порядке монтажа конструкций, сварке соединений и замоноличивания стыков.

В случаях, когда постоянные связи не обеспечивают устойчивость конструкций в процессе их сборки, необходимо применять временные монтажные связи. Конструкция и число связей, а также порядок их установки и снятия должны быть указаны в ППР.

Марки растворов, применяемых при монтаже конструкций для устройства постели, должны быть указаны в проекте. Подвижность раствора должна составлять 5-7 см по глубине погружения стандартного конуса, за исключением случаев, специально оговоренных в проекте.

Надзор за состоянием строительных конструкций

Согласно части 9 статьи 15 Федерального закона от 30 декабря 2009 г. N 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» в процессе эксплуатации необходимо проводить надзор за состоянием строительных конструкций, оснований зданий и сооружений.

Надзор за состоянием строительных конструкций и оснований включает:

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист	
										54
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР				

- текущие периодические осмотры, осуществляемые сотрудником Отдела эксплуатации (текущие осмотры);

- общие периодические осмотры, осуществляемые специальными комиссиями, как правило, два раза в год – весной и осенью (общие осмотры);

- внеочередные осмотры, осуществляемые специальными комиссиями после стихийных бедствий (пожаров, ураганных ветров, землетрясений, сильных ливней или снегопадов и т.п.) или аварий, а также в случае выявления аварийного состояния строительных конструкций;

- обследования специализированными организациями.

В систематические наблюдения входят:

- ежедневные наблюдения, выполняемые путем беглого внешнего осмотра строительных конструкций, как правило, с поверхностей пола, кровли, рабочих площадок и окружающей здание территории;

- поэлементные осмотры строительных конструкций, выполняемые в сроки, устанавливаемые Отделом эксплуатации и ремонта зданий, по графикам, составляемым ежегодно цеховой службой эксплуатации зданий совместно с Отделом эксплуатации и ремонта зданий и утверждаемым главным инженером.

Каждую конструкцию необходимо детально осматривать, как правило, не реже двух раз в год (п. 2.4 МДС 13-14.2000 и п. 4.2-4.4 «Руководства по эксплуатации строительных конструкций производственных зданий промышленных предприятий»).

46. Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве

Выбор материалов и конструкций произведён в соответствии с требованиями экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других нормативных документов по проектированию, строительству и эксплуатации сооружений: из технико-экономической целесообразности применения проектных решений в конкретных условиях строительства.

Марки сталей, ГОСТы и ТУ на стали для металлических конструкций приняты на основании СП 16.13330.2017 «Свод правил. Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23-81».

Для стальных конструкций принята сталь С235, С245 по ГОСТ 27772-2015. Стальные конструкции запроектированы из стального проката, труб.

Для конструкций, подвергающихся попеременному замораживанию и оттаиванию, указана марка бетона по морозостойкости и водонепроницаемости В15 F200 W6. Проектная марка бетона установлена в зависимости от температурного режима, возникающего при эксплуатации сооружения, и значения расчетных зимних температур наружного воздуха в районе строительства и принимается в соответствии с "СП 28.13330.2012 Свод правил. Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85".

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист 55
			174.08.03.2022-ТКР						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	

47. Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов более 15 градусов

По трассе трубопровода участки с крутизной склона более 15 градусов отсутствуют.

48. Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках

Прокладка трубопроводов принята на глубине 1,8 м до верхней образующей трубы. по п.11.2 задания на проектирование глубину заложения принять ниже глубины промерзания грунта (согласно п. 2.7.2 26-21-ИГИ-Т нормативная глубина промерзания 1,33 м).

49. Описание конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках, подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а так же при переходе малых и средних рек

На всем протяжении трассы проектируемого трубопровода, обводненные участки, участки болот, участки где, наблюдаются осыпи, оползни, участки подверженные эрозии отсутствуют.

50. Описание принципиальных конструктивных решений балансировки трубы трубопровода с применением утяжелителей охватывающего типа

Гидрогеологические условия территории на момент изысканий (30 ноября 2021 года) до изученной глубины 8,0 м (основание и активная зона проектируемых сооружений) характеризуются отсутствием подземных вод, баллаستировка проектируемого трубопровода не предусматривается.

51. Обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на берегах водоемов, лесосплавных рек и других водных объектов

По трассе проектируемого трубопровода предусматривается установка опознавательных знаков на углах поворота в горизонтальной плоскости, при пересечении искусственных препятствий.

На щите-указателе должны быть приведены следующие данные:

- наименование трубопровода или входящего в его состав сооружения, и его техническая характеристика;
- местоположение трубопровода от основания знака;
- привязка знака к трассе;
- размеры охранной зоны;
- телефоны и адреса диспетчерской и аварийной служб производственного подразделения предприятия трубопроводного транспорта, эксплуатирующего данный участок трубопровода.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

174.08.03.2022-ТКР

52. Защита трубопровода от коррозии

Защита проектируемого трубопровода от почвенной коррозии предусматривается:

- пассивная – антикоррозионным покрытием наружной и внутренней поверхности труб, запорной арматуры и соединительных деталей;
- активная – применение электрохимических средств защиты.

Защита подземных участков трубопроводов от коррозии осуществляется путем применения стальных труб ПНИ с наружной полиэтиленовой изоляцией по ТУ 1390-001-67740692-2010, изготовленных из труб по ГОСТ 10704-91 из стали В20 по ГОСТ 10705-80.

Для защиты надземных участков трубопровода от коррозии окрасить их краской ПФ-115 в два слоя (либо аналогичным лакокрасочным материалом) по грунтовке ГФ-021 в один слой, предварительно очистив поверхность от ржавчины и грязи.

Изоляцию сварных стыков подземных участков трубопроводов производить согласно разделу 5 «Инструкция по технологии сооружения, эксплуатации и ремонта трубопроводов из ППТ».

Технологический процесс наружной изоляции сварных стыков состоит из следующих основных операций:

- механической очистки изолируемой поверхности после сварки и контроля качества сварного стыка;
- снятия фаски на полиэтиленовой изоляции;
- разогрев зоны сварного стыка трубопроводов с помощью газовой горелки или разъемных индукторов установки ТВЧ;
- изоляции зоны сварного стыка лентой типа «Термизол» или праймером НК-50 и лентой «Полилен 40-ЛИ-45 (63)»;
- усадки ленты типа «Термизол»;
- контроля качества изоляции.

Проектные решения по протекторной защите промышленного трубопровода

В соответствии с ГОСТ 9.602-2016 электрохимическая защита должна обеспечивать в течение всего срока эксплуатации трубопровода непрерывную по времени катодную поляризацию защищаемого сооружения на всей его поверхности таким образом, чтобы значения потенциалов на сооружении были (по абсолютной величине) не меньше минимального и не больше максимального значений.

Удельное электрическое сопротивление грунта вдоль трассы трубопровода 16-19 Ом*м.

Согласно данным технического отчета об инженерно-геодезических и инженерно-экологических изысканиях нормативная глубина промерзания почвы составляет 1,33 м.

Для стальных труб минимальное значение защитного потенциала составляет $E_{\min} = -0,85$ В, а максимальное значение защитного потенциала составляет $E_{\max} = -1,15$ В.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР			57

Для устранения рассеивания защитных токов на концах защищаемого трубопровода в месте соединения с другими коммуникациями устанавливаются токоизолирующие соединения (МЭСТ).

Сплав гальванического анода имеет более отрицательный по сравнению со сталью электродный потенциал.

Проектом предусматривается применение протекторов из магниевого сплава марки ПМ-10У, упакованного в заводских условиях в активатор и хлопчатобумажный мешок. Количество необходимых магневых протекторов в рамках данного проекта – 5 шт. (1 протекторная группа), количество контрольно-измерительных колонок (СКИП) – 1 шт.

Параметры протекторной защиты представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Параметры протекторной защиты

Наименование параметра	Значение	Единица измерения
1	2	3
Сопротивление провода, соединяющего протектор с трубопроводом	$R_{np}=0,0875$	Ом
Сопротивление растеканию протектора	$R_{pn}=18,98$	Ом
Сила тока в цепи «протектор-труба»	$I_n=0,06675$	А
Средняя сила тока группы протекторов	$I_{cp}=0,0244$	А
Сила тока групповой протекторной установки	$I_{гр}=0,0554$	А

Измерение токов и максимальных защитных потенциалов трубопровода производится в дренажной контрольно-измерительной колонке (СКИП), где осуществляется контакт анода с трубопроводом. Для измерения потенциала трубопровода используется отдельный вывод от него из изолированного одножильного кабеля сечением по меди от 2 до 4 мм².

СКИП предусматривается заводского изготовления по ИЖСК.301421.007 ТУ, сертификат соответствия РОСС RU.АЯ21.Н19942. #

СКИП представляет собой стойку из трубы Ø 114 мм с клеммной панелью для подключения от двух до двенадцати цепей. Габаритные размеры 260×260×2000 мм, вес не более 25 кг.

Контрольно-измерительная колонка должна быть окрашена в цвет, распознаваемый на трассе трубопровода, иметь маркировку и привязку к трассе трубопровода (с точностью ±1 м) и защищена ограждением.

Места установки протекторной группы и контрольно-измерительной колонки по трассе нефтепровода приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Место установки протекторной группы и СКИП

Порядковый номер СКИП	Место установки протекторной группы и СКИП		Примечание
	ПК	Расстояние от начала трассы трубопровода, в метрах	

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

1	2	3	4
№ 1	ПК1+11,53	111,53	

Места установки протекторных групп и СКИП указаны на плане трассы нефтепровода (174.08.03.2022-ТКР, графическая часть лист 2).

Электрическое соединение гальванического анода с трубопроводом осуществляется одножильным кабелем марки ВВГ или АВВГ в СКИП. На клеммной панели концы кабелей соединяются между собой накоротко электрической перемычкой или через шунт с сопротивлением 0,1 Ом, изготовленный из стальной или нихромовой проволоки.

Все элементы соединения кабеля с трубопроводом и гальваническим анодом должны иметь защитное покрытие, а жилу кабеля необходимо оконцевать наконечником.

Гальванический анод размещается в траншее глубиной не менее 1,8 м и шириной не менее 1 м, вырытой параллельно защищаемому трубопроводу на расстоянии от 3 до 5 м от его оси.

Электрохимическую защиту трубопроводов следует включать в работу в течение периода не более 3 месяцев после укладки и засыпки защищаемого участка трубопровода.

Монтаж протекторной защиты следует осуществлять согласно разделу 5, РД 153-39.0-420-05.

Наладку и приемку в эксплуатацию выполнять в соответствии с требованиями раздела 6, РД 153-39.0-420-05. Сдачу протекторной защиты выполнить согласно ВСН 012-88.

Испытание трубопровода на прочность и герметичность

Испытание трубопровода на прочность и проверку на герметичность следует проводить после полной готовности участка или всего трубопровода (полной засыпки, обвалования или крепления на опорах, очистки полости, установки арматуры и приборов, катодных выводов и представления исполнительной документации на испытываемый объект).

Внутренняя поверхность труб непосредственно перед монтажом трубопровода должна быть очищена от снега, льда, воды и загрязнений. До начала испытаний на прочность проводят очистку трубопроводов промывкой. На трубопроводах диаметром менее 219 мм промывку или продувку допускается выполнять без использования очистных поршней.

Технологию и средства очистки и испытания предусматривают в специальной рабочей инструкции, разрабатываемой генеральной строительно-монтажной организацией. Инструкция должна быть согласована с заказчиком и проектной организацией.

Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом проводят после испытания на прочность при снижении испытательного давления до проектного рабочего и выдержки трубопровода в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

В случае разрыва трубопровода во время испытаний на прочность или обнаружения утечек после ликвидации разрыва или утечки трубопровод подлежит повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность. Максимальное рабочее давление 2,0 МПа.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР	Лист
							59

При испытании трубопроводов на прочность и их проверке на герметичность места утечек необходимо определять следующими методами: визуальным, акустическим, по запаху, по падению давления.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность, он не разрушился, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным, и не было обнаружено утечек.

При гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний устанавливаются опасные зоны согласно таблице 21, и обозначаются предупредительными знаками на местности.

Таблица 21 – Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопровода

<i>Радиус опасной зоны при давлении испытания до 82,5 кгс/см² в обе стороны от оси трубопровода, м</i>	<i>Радиус опасной зоны при давлении испытания до 82,5 кгс/см² в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м</i>
2	3
75	600

Таблица 22 – Требования к испытаниям на прочность участков трубопроводов

<i>Наименование участка трубопровода</i>	<i>Категория участка</i>	<i>Этапы испытания на прочность</i>	<i>Давление в верхней точке при гидравлическом испытании, МПа</i>	<i>Давление в нижней точке при гидравлическом испытании, МПа</i>	<i>Продолжительность, час</i>
1	2	3	4	5	6
Узлы подключения трубопроводов к межпромысловому коллектору и примыкающие к ним участки длиной не менее 15 м в каждую сторону от границ монтажного узла	II	Первый этап – до укладки или крепления на опорах	1,5 P _{раб}	P _{зав}	12
		Второй этап - одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,1 P _{раб}	P _{зав}	12
Узлы линейной запорной арматуры	II	Первый этап – до укладки или крепления на опорах	1,25 P _{раб}	P _{зав}	6
		Второй этап - одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,1 P _{раб}	P _{зав}	12

Эквивалентное напряжение при пробном давлении не должно превышать 90 % предела текучести материала.

Эквивалентное напряжение в стенках трубопроводов определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{э}} = \frac{P_{\text{пр}} \cdot D_{\text{вн}}}{D_{\text{н}} - D_{\text{вн}}},$$

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

где:

$P_{\text{пр}}$ - давление испытания трубопровода, кгс/см²;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, см;

$D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубопровода, см.

Эквивалентное напряжение в стенке запроектированного трубопровода диаметром 89х5,0 мм при пробном давлении 2,2 МПа равно $\sigma_{\text{э}}=17,38$ МПа.

Предел текучести стали 20 ГОСТ 10705-80 равен 245 Н/мм², условие $\sigma_{\text{э}} < 0,9\sigma_t$ выполнено.

В качестве источника воды для гидравлического испытания используется водозаборная скважина № 2р. Используемая вода, возвращается на очистные сооружения ДНС-1.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист	
										61
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР				

53. Перечень использованных нормативных документов

№ п/п	Перечень нормативных документов	Расшифровка
1	2	3
1	Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 г. № 87	О составе разделов проектной документации
2	ВНТП 3-85	Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений
3	Приказ от 15 декабря 2020 г. N 536	Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением
5	Приказ от 15 декабря 2020 г. N 534	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
6	СП 18.13330.2019	Планировочная организация земельного участка (Генеральные планы промышленных предприятий)
7	СП 68.13330.2017	Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов
8	ГОСТ 15150-69	Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды
9	ГОСТ 10705-80	Трубы стальные электросварные. Технические условия
10	ГОСТ 10704-91	Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент
11	ГОСТ 9544-2015	Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов
12		Правила устройства электроустановок
13	ГОСТ Р 12.4.026-2015	Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний
14	ГОСТ 12.1.005-88	Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
15	Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 г. № 1479	«О противопожарном режиме»
16	ГОСТ 12.2.044-80	Система стандартов безопасности труда. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требования безопасности
17	СанПиН 2.2.2.540-96	Гигиенические требования к ручным инструментам и организации работ
18	СП 44.13330.2011	Административные и бытовые здания
19	Р 2.2.2006-05	Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
20	ГОСТ Р 58758-2019	Площадки и лестницы для строительно-монтажных работ. Общие технические условия
21	ГОСТ 12.2.061-81	ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам
22	ГОСТ 12.2.032-78	ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования

Ив. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

174.08.03.2022-ТКР

Лист
62

№ п/п	Перечень нормативных документов	Расшифровка
1	2	3
23	ГОСТ 12.2.033-78	ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования
24	ГОСТ 12.2.003-91	ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
25	ГОСТ 12.2.049-80	ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования
26	СП 2.2.2.1327-03	Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту
27	ГОСТ 14254-2015	Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)
28	ГОСТ 30852.10-2002	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i
29	СП 77.13330.2016	Системы автоматизации
30	ГОСТ 30852.13-2002	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)
31	ГОСТ 30852.8-2002	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 7. Защита вида e
32	ГОСТ 1508-78	Кабели контрольные с резиновой и пластмассовой изоляцией. Технические условия
33	ГОСТ 103-2006	Прокат сортовой стальной горячекатаный полосовой. Сортамент
34	ГОСТ Р 50571.5.54-2013	«Электроустановки низковольтные»
35	СП 284.1325800.2016	Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ
36	ВНТП 01/87/04-84	Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования
37	РД 153-39.1-458-06	«Основные положения по автоматизации и автоматизированному управлению нефтегазодобывающим производством ОАО «Татнефть», утвержденного главным инженером ОАО «Татнефть» 18.07.2006 г.
38	ГОСТ 8734-75	«Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные»
39	ГОСТ Р 50571.5.54-2013	«Заземляющие устройства, защитные проводники и защитные проводники уравнивания потенциалов»
40	ГОСТ 103-2006	«Прокат сортовой стальной горячекатаный полосовой»
41	СП 2.2.3670-20	«Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда»

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР			63

Список используемых сокращений

АСУ – автоматические системы управления

ГОСТ – государственный стандарт

ДНС – дожимная насосная станция

ВЛ – воздушная линия

СНиП – строительные нормы и правила

АУШ – арматура устьевая штангонасосная;

ЕП – емкость подземная

ЗАО – закрытое акционерное общество

СА – стандарт ассоциации

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

ОАО – открытое акционерное общество

ООО – общество с ограниченной ответственностью

ПБ – правила безопасности

ПОС – проект организации строительства

ПУЭ – правила устройства электроустановок

ЭХЗ – электрохимическая защита

КЛ – кабельная линия электропередачи

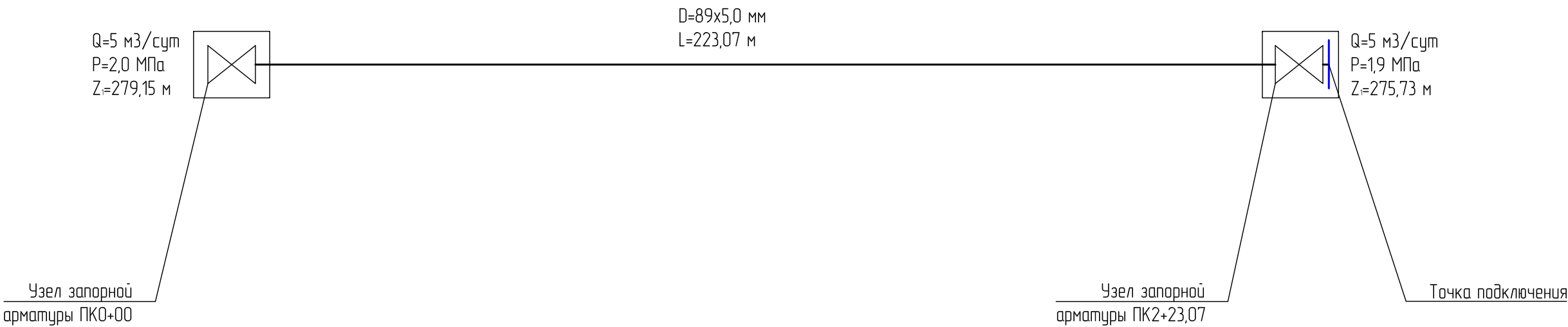
ШУН – шкаф управления

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика

МБСНУ – малогабаритная блочная сепарационно-наливная установка

ППСН – пункт подготовки и сбора нефти

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. Инв. №							Лист	
										64
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	174.08.03.2022-ТКР				



Взам.инв.№	
Подпись и дата	
Инв.№подлин.	

- Условные обозначения :
- Запорная арматура
 - Направление движения
 - Проектируемый нефтегазопровод
 - Существующий нефтегазопровод

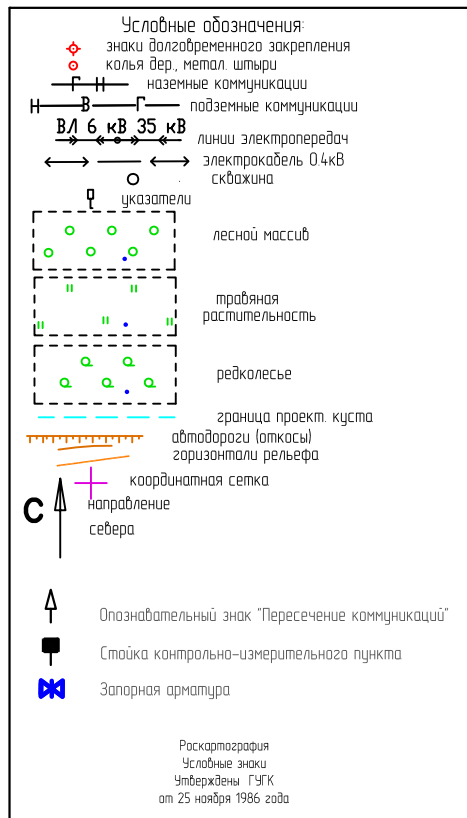
						174.08.03.2022–ТКР		
						"Обустройство куста скважины № 6107 Алексеевского нефтяного месторождения"		
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		Стадия	Лист
Разработал		Валеева			03.22			Листов
Проверил		Белоусова			03.22		П	1
								11
Н.контр.		Зиязова			03.22	Схема линейного объекта	ООО "Проектсервис"	
Утвердил		Боднар			03.22			



Республика Татарстан
Бавлинский муниципальный район
Удмуртско-Ташлинское сельское поселение
ООО "Берлек"

Трасса нефтегазопровода от куста скважин N6107 до места врезки

Запорная арматура ПК2+23,07

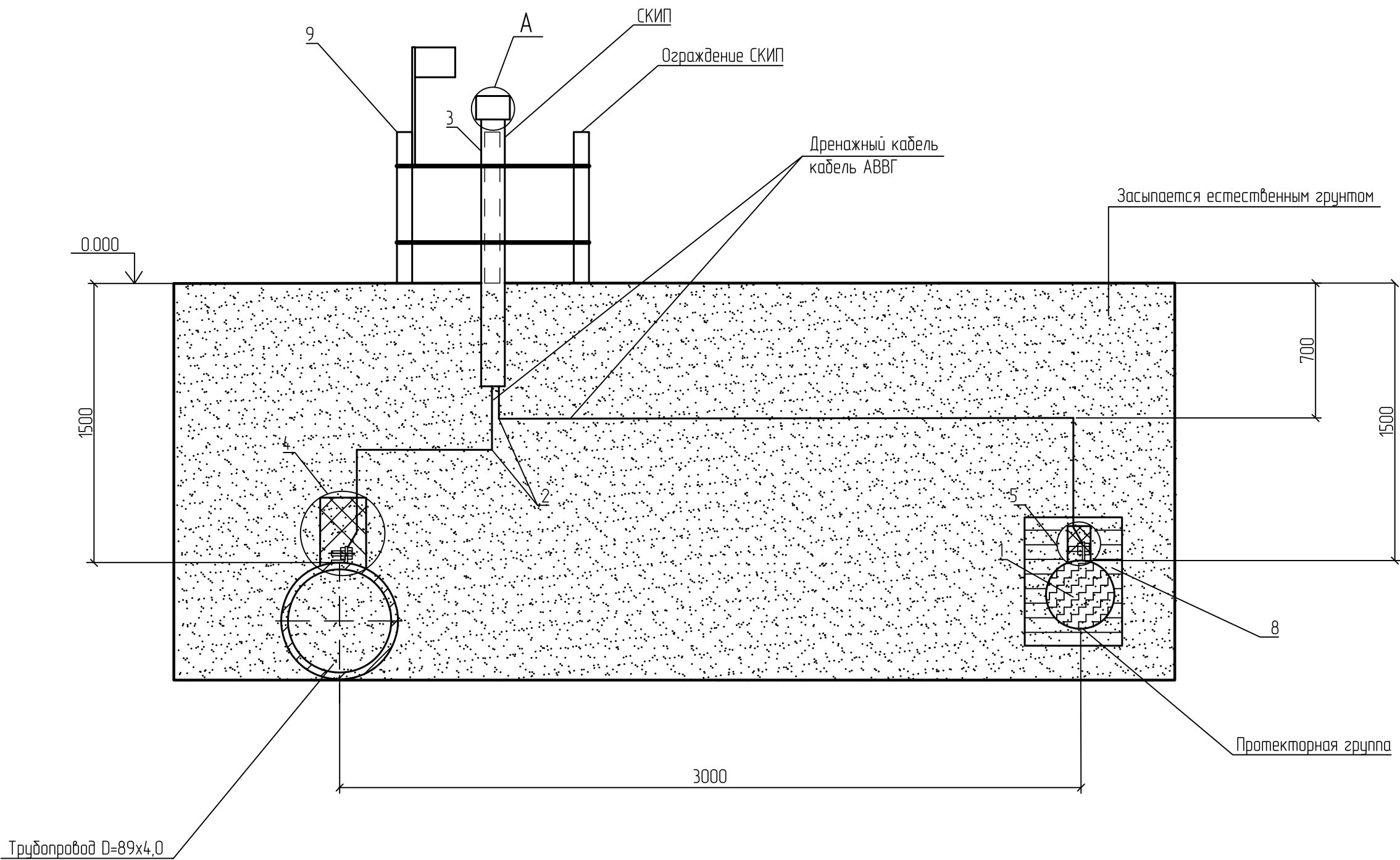


Примечания
1 Система координат МСК-16, зона 2
2 Система высот Балтийская, 1977 г.
3 Горизонталы проведены через 0,5 м.

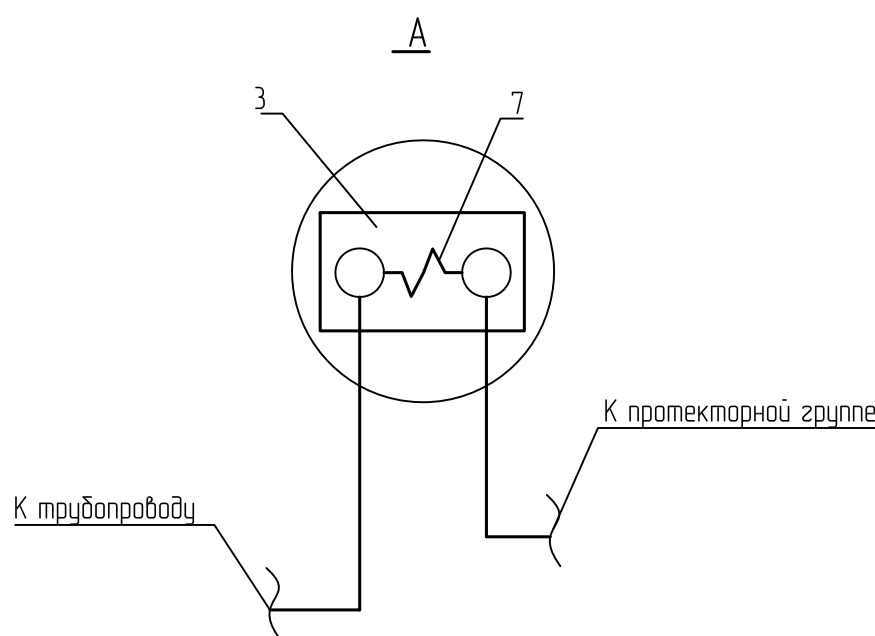
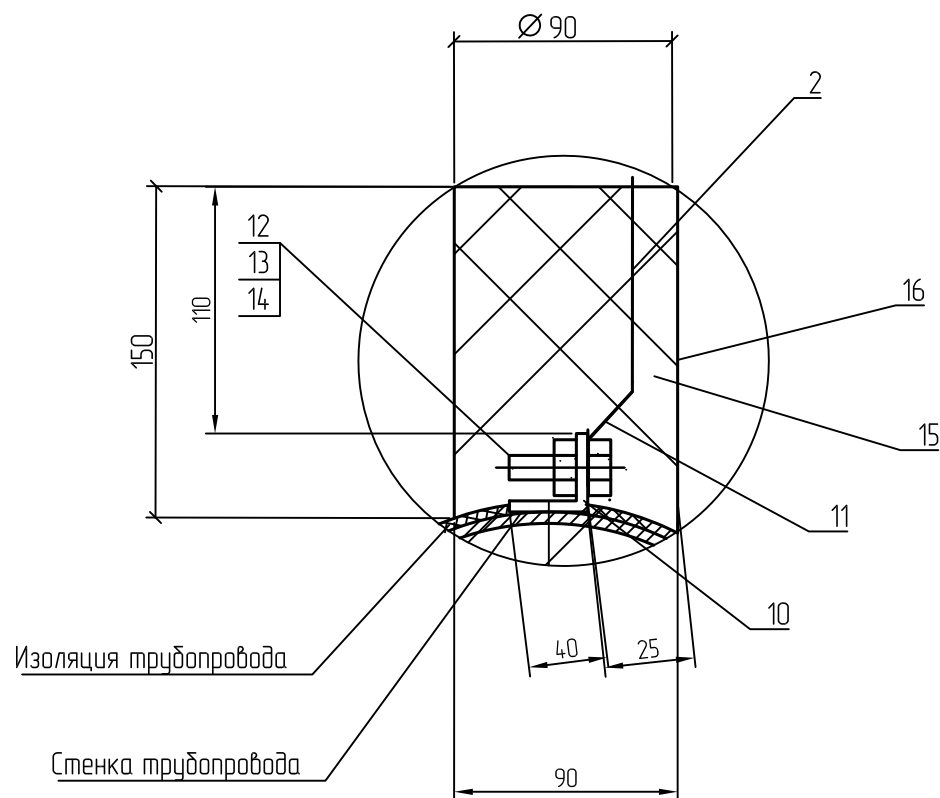
						174.08.03.2022-ТКР			
						"Обустройство куста скважин № 6107 Алексеевского нефтяного месторождения"			
Изм.	Кол-во	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Площадка Куста №6107 Трасса нефтегазопровода	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Валева			03.22		П	2	
Проверил		Белусова			03.22				
						План М 1500			000 "Проектсервис"
И контр.		Зиязובה			03.22				
Утвердил		Бойчир			03.22				

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

Подн. и дата	Взам.
--------------	-------



Узел присоединения кабеля АВВГ к трубопроводу (протекторной группе)



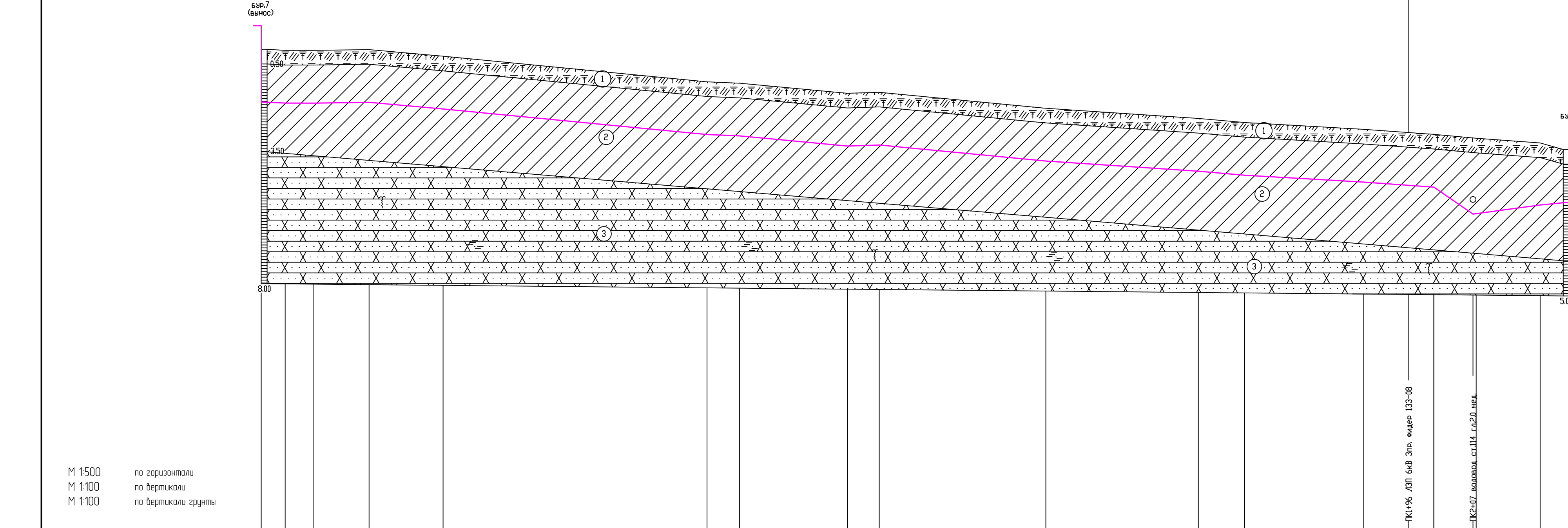
Спецификация					
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед., кг	Примечание
1		Протектор ПМ-10У	5	30	шт.
2	ГОСТ 16442-80	Кабель АВВГ-0.66 1х16	9	0,114	м
3	ИЖСК 301421. 007	Стойка контрольно-измерительного			
	ТУ 3663-003-73892839-2006	пункта СКИП-1-3-2-2,0-УХ/11	1	23,1	шт.
4		Узел присоединения к трубопроводу	1		шт.
5		Узел присоединения к протекторной гр.	1		шт.
6	ГОСТ 9812-74	Битум БНИ-IV	1		кг
7		Нихромовая проволока 2	0,15		м
8		Глинистый раствор	0,11		м3
9		Конструкция ограждения контрольно-			
		измерительного пункта	1		шт.
Узел присоединения кабеля АВВГ к трубопроводу (к протекторной группе)					
10	ГОСТ 8509-86	Уголок 40х40х4	0,05	2,42	м
11		Наконечник кабельный ТА-5,4	1		шт.
12	ГОСТ 7798-70	Болт М8-6г,10.5.8	1	0,016	шт.
13	ГОСТ 5915-70	Гайка М8-6.Н.5	1	0,006	шт.
14	ГОСТ 11371-78	Шайба 8.0108.кп	1	0,008	шт.
15	ГОСТ 9812-74	Битум БНИ-IV	0,8		кг
16	ГОСТ 18599-2001	Труба ПЗ80 SDR17 90х5,4 техническая	0,15	1,48	м

Примечания:
1. Спецификация дана на одну протекторную группу, на одно соединение кабеля АВВГ к трубопроводу или к протекторной группе;
2. Соединение протекторов выполнить сваркой с изоляцией мест соединения битумом.

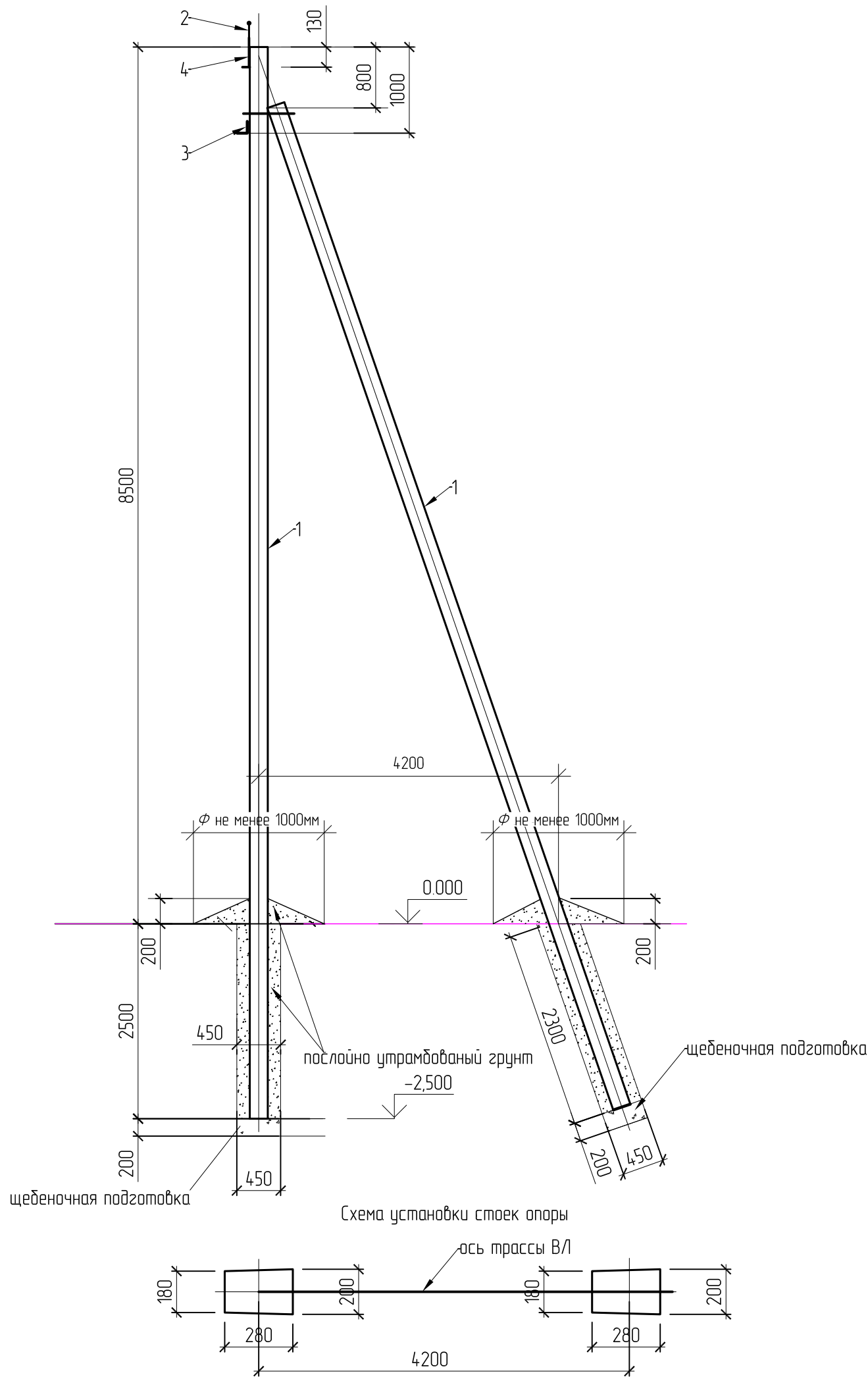
						174.08.03.2022-ТКР		
						"Обустройство куста скважин № 6107 Алексеевского нефтяного месторождения"		
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подпись	Дата		Стадия	Лист
Разработал	Валеева				03.22			
Проверил	Белусова				03.22		П	3
Н.контр.	Рахматуллин				03.22	Схема монтажа и установки оборудования протекторной защиты		
Утвердил	Боднар				03.22			
						ООО "Проектсервис"		

Взам. шиф. №
Дата и дата
Имя, №, дата

Длина, м	Уклон		0										18	0	94,59										15	127	25	15,84																
			18,39										81,61										5,41										7,23											
Пучинистость			слабопучинистые																																									
Способ разработки грунта			экскаватором																																									
Обозначение трубы, материал, ГОСТ			Трубы и детали трубопроводов с наружным полиэтиленовым покрытием Труба 89х5 Ст20 ГОСТ 10705-80 ТУ 1390-001-6774.06.92-2010																																									
Удельное сопротивление грунта, см/м	27		27																																									
Коррозийность грунта			с р е д н я я																																									
Тип изоляции и протяженность, м																																												
Тип покрытия и протяженность, м			Трубы и детали трубопроводов с наружным полиэтиленовым покрытием Труба 89х5 Ст20 ГОСТ 10705-80 ТУ 1390-001-6774.06.92-2010																																									
Контроль сварных стыков, %			100% РК																																									
Категория трубопровода			II категория по СП 284.1325.8000.2016																																									
Расстояния, м																																												
Глубина заложения труб, м			-1,80 -																																									



Инв. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N



Спецификация

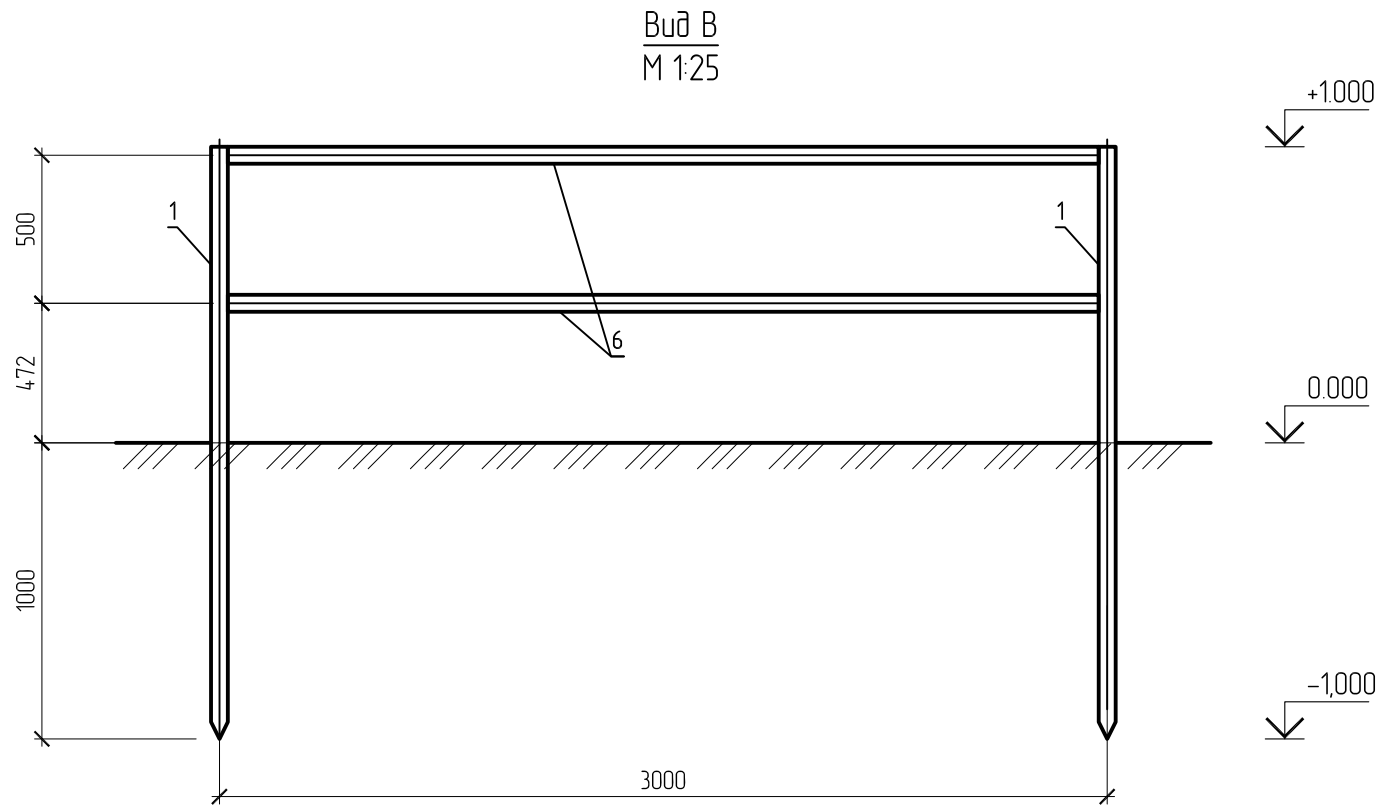
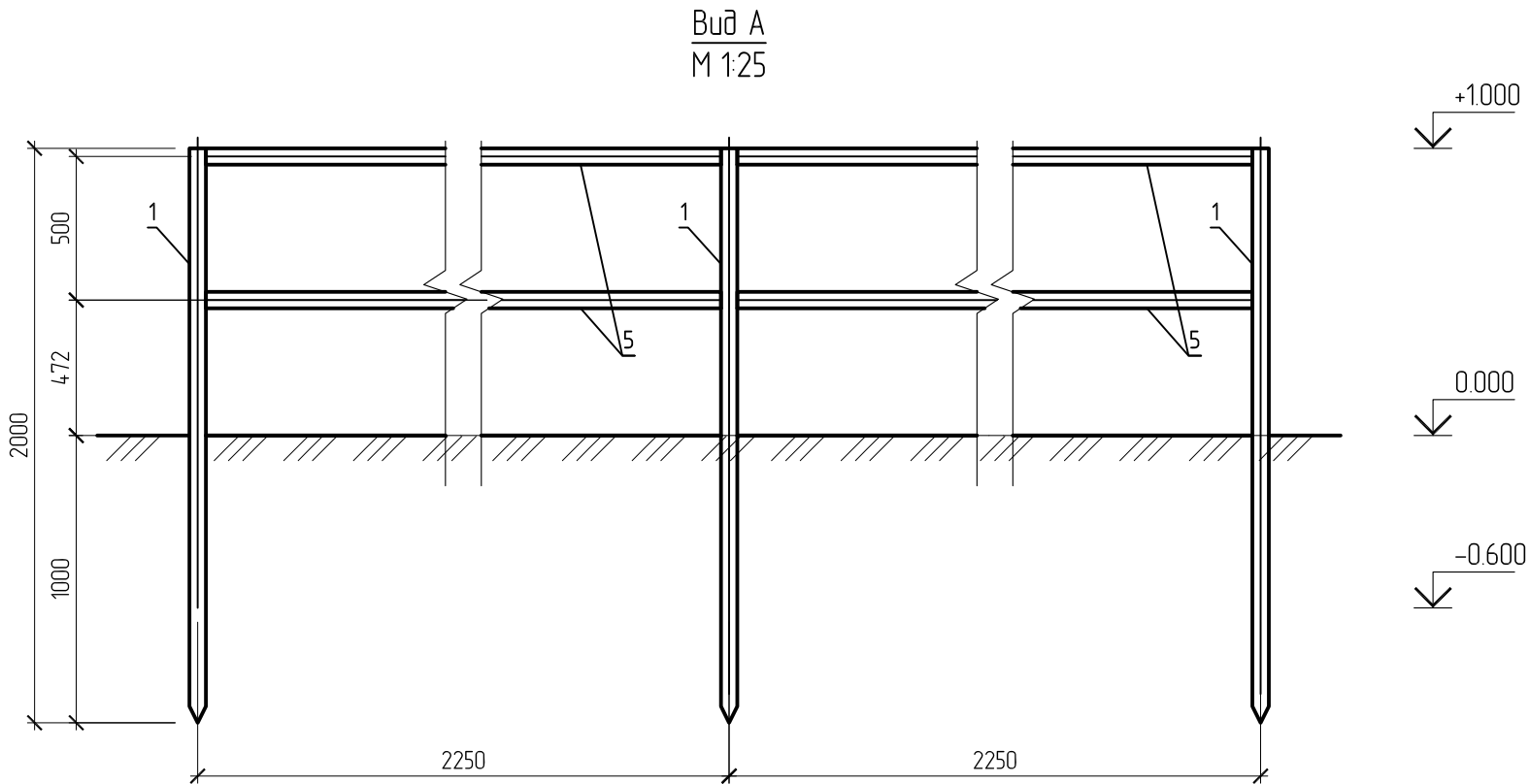
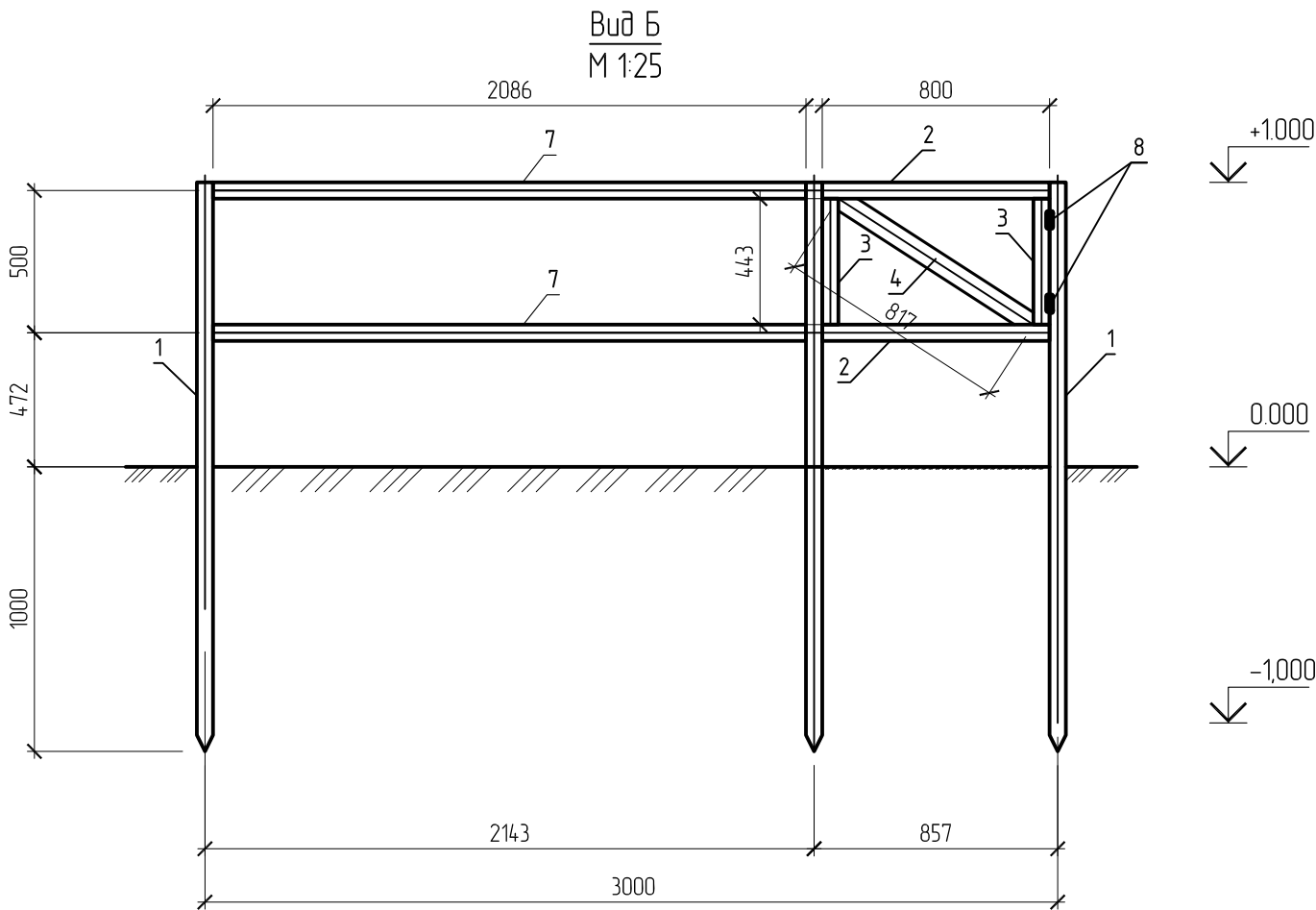
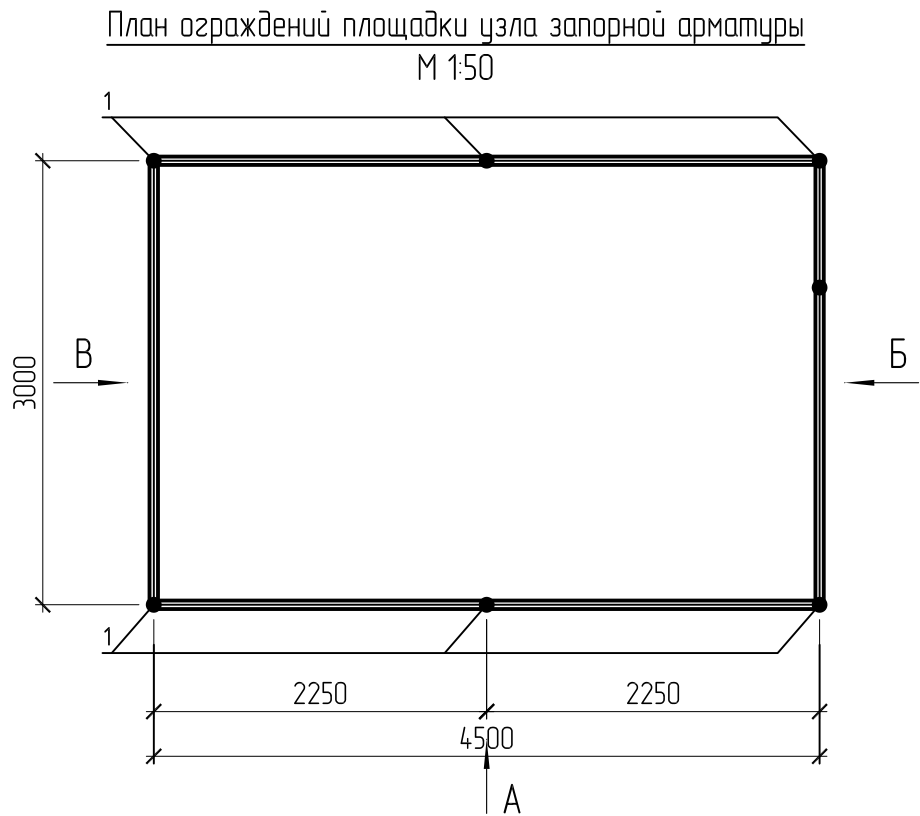
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед. кг.	Примечание
	Серия 3.407.1-143 выпуск 2	Опора ОА10-2			
1		Железобетонная стойка СВ 110-5	2		
2		оголовок ОГ-5	1		
3		траверса ТМ-6	1		
4		накладка ОГ-2			

ПРИМЕЧАНИЯ:

- Опора анкерная (концевая) А 10-2, Серия 3.407.1-143 выпуск 2, на базе железобетонных стоек СВ. 110-5, длиной 11 м с расчетным изгибающим моментом 35 кНм. Подвеска сталеалюминевых проводов по ГОСТ 839-80.
- Подвеска сталеалюминевых проводов по ГОСТ 839-80. Крепление штыревых изоляторов должна осуществляться по ГОСТ 18380-80.
- Закрепление опоры в грунте без ригеля, в сверленные котлованы глубиной 2,5 м, шириной 450 мм.
- Стойку подкосной опоры следует устанавливать не вертикально, а с наклоном ее вершины на 10-20 см в сторону, противоположную от равнодействующей усилий от тяжения проводов.
- Обратная засыпка котлованов производится вынутым при бурении грунтом, за исключением растительного слоя почвы
- При засыпке котлованов под стойки и опоры должно производиться тщательное уплотнение грунта слоями не более 20 см одновременно тремя стальными трамбовками длиной около трех метров и массой не менее 3 кг. Диаметр нижней части трамбовки рекомендуется принять около 40 мм
- До установки подкоса дно котлована следует уплотнить трамбовкой.
- В зимних условиях обратную засыпку рекомендуется выполнять песком или песчано-гравийной смесью, допускается применение измельченного при бурении мерзлого грунта при условии дополнительной засыпки и трамбовки котлованов в летнее время.

						174.08.03.2022-ТКР		
						"Обустройство куста скважин № 6107 Алексеевского нефтяного месторождения"		
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		Стадия	Лист
Разработал	Белюсова				03.22		П	5
Проверил	Зарытов				03.22			
Н.контр.	Рахматуллин				03.22	Анкерная (концевая) А10-2. Схема установки стоек опоры. Спецификация.	ООО "Проектсервис"	
Утвердил	Баднар				03.22			

Инв.№подлин.	Подпись и дата	Взам инв.№



Примечание:
1. Данный лист см. с листом 8.

						174.08.03.2022-ТКР		
						"Обустройство куста скважин № 6107 Алексеевского нефтяного месторождения"		
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		Стадия	Лист
Разработал	Белюсова				03.22			
Проверил	Зиязובה				03.22		П	7
						План ограждений площадки узла запорной арматуры М 1:50. Вид А М 1:25. Вид Б М 1:25.		
Н.контр.	Рахматуллин				03.22	ООО "Проектсервис"		
Утвердил	Баднар				03.22			

Спецификация					
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг.	Примечание
1	ГОСТ 10704-91	Труба 57х3 ГОСТ 10704-91 L=1500 С245 ГОСТ 27772-2015	6	6.00	36.0
2	ГОСТ 10704-91	Труба 57х3 ГОСТ 10704-91 L=1472 С245 ГОСТ 27772-2015	4	5.89	23.56
3	ГОСТ 10704-91	Труба 57х3 ГОСТ 10704-91 L=443 С245 ГОСТ 27772-2015	4	1.77	7.08
4	ГОСТ 10704-91	Труба 57х3 ГОСТ 10704-91 L=1428 С245 ГОСТ 27772-2015	2	5.71	11.42
5	ГОСТ 10704-91	Труба 57х3 ГОСТ 10704-91 L=2193 С245 ГОСТ 27772-2015	8	8.77	70.16
6	ГОСТ 10704-91	Труба 57х3 ГОСТ 10704-91 L=2493 С245 ГОСТ 27772-2015	2	9.97	19.9
7	ГОСТ 19903-2015	Лист 5х70х70 ГОСТ 19903-2015 С245 ГОСТ 27772-2015	6	0.19	1.14
8		Петли для калитки	2		шт
9	ГОСТ 6465-76	Эмаль ПФ-115	1,5		кг.
10	ГОСТ 25129-82	Грунтовка ГФ-021	1		кг.
11		Растворитель	0,1		кг.

Примечание:

- Данный лист см. с листом 7.
- Монтажную сварку выполнить по ГОСТ 5264-80* электродами Э-42А ГОСТ 9467-75*. Катеты швов, кроме оговоренных, не более 1,2 наименьшей толщины свариваемых элементов.
- Минимальные катеты угловых швов следует принимать не менее 5 мм и не менее указанных в таблице 38 СП 16.13330.2017.
- Все металлоконструкции окрасить эмалью ПФ-115 по (ГОСТ 6465-76) за два раза по грунтовке ГФ-021 ГОСТ 25129-82.
- Поверхность металлоконструкций должна иметь 3-ю степень очистки от окислов по ГОСТ 9.402-2004 под лакокрасочные покрытия. Не подлежат грунтовке места монтажных соединений на болтах и зоны монтажной сварки на ширину 100 мм по обе стороны от шва. После монтажа конструкций места монтажных соединений на болтах и сварке огрунтовать ГФ-021 (ГОСТ 25129-82) в 1 слой 10% от общей площади
- Столбы закрепить методом задавливания грунтом.

Взам.инв.№

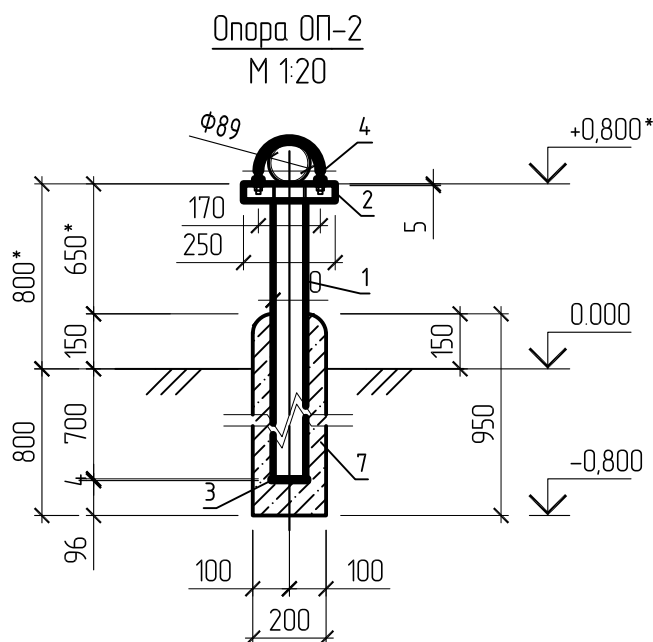
Подпись и дата

Инв.№подлин.

						174.08.03.2022-ТКР		
						"Обустройство куста скважин № 6107 Алексеевского нефтяного месторождения"		
Изм.	Колуч	Лист.	№ док.	Подпись	Дата		Стадия	Лист
Разработал	Белюсова				03.22			
Проверил	Зиязова				03.22	Спецификация элементов ограждения площадки узла запорной арматуры	П	8
Н.контр.	Рахматуллин				03.22	000 "Проектсервис"		
Утвердил	Боднар				03.22			

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг.	Примечание
1	ГОСТ 10704-91	Труба $\frac{89 \times 5 \text{ ГОСТ } 10704-91}{\text{С245 ГОСТ } 27772-2015}$ L=1495	1	15,5	15,5
2	ГОСТ 8240-97	Швеллер $\frac{10 \text{ ГОСТ } 8240-97}{\text{С245 ГОСТ } 27772-2015}$ L=250	1	2.15	2.15
3	ГОСТ 19903-2015	Лист $\frac{4 \times 100 \times 100 \text{ ГОСТ } 19903-2015}{\text{С245 ГОСТ } 27772-2015}$	1	0,31	0,31
4	ГОСТ 2590-2006	Круг $\frac{12 \text{ ГОСТ } 2590-2006}{\text{С245 ГОСТ } 27772-2015}$ L=420	1	0.37	0.37
5	ГОСТ ISO 44032-2014	Гайка М12 ГОСТ ISO 44032-2014	4	0.015	0.06
6	ГОСТ 11371-78*	Шайба 12 ГОСТ 11371-78*	4	0.005	0.02
7	ГОСТ 26633-2015	Бетон В15, F200, W6	0.02		м3
8	ГОСТ 25129-82	Грунтовка ГФ-021	0,05		кг.
9	ГОСТ 6465-76	Эмаль ПФ-115	0,1		кг.



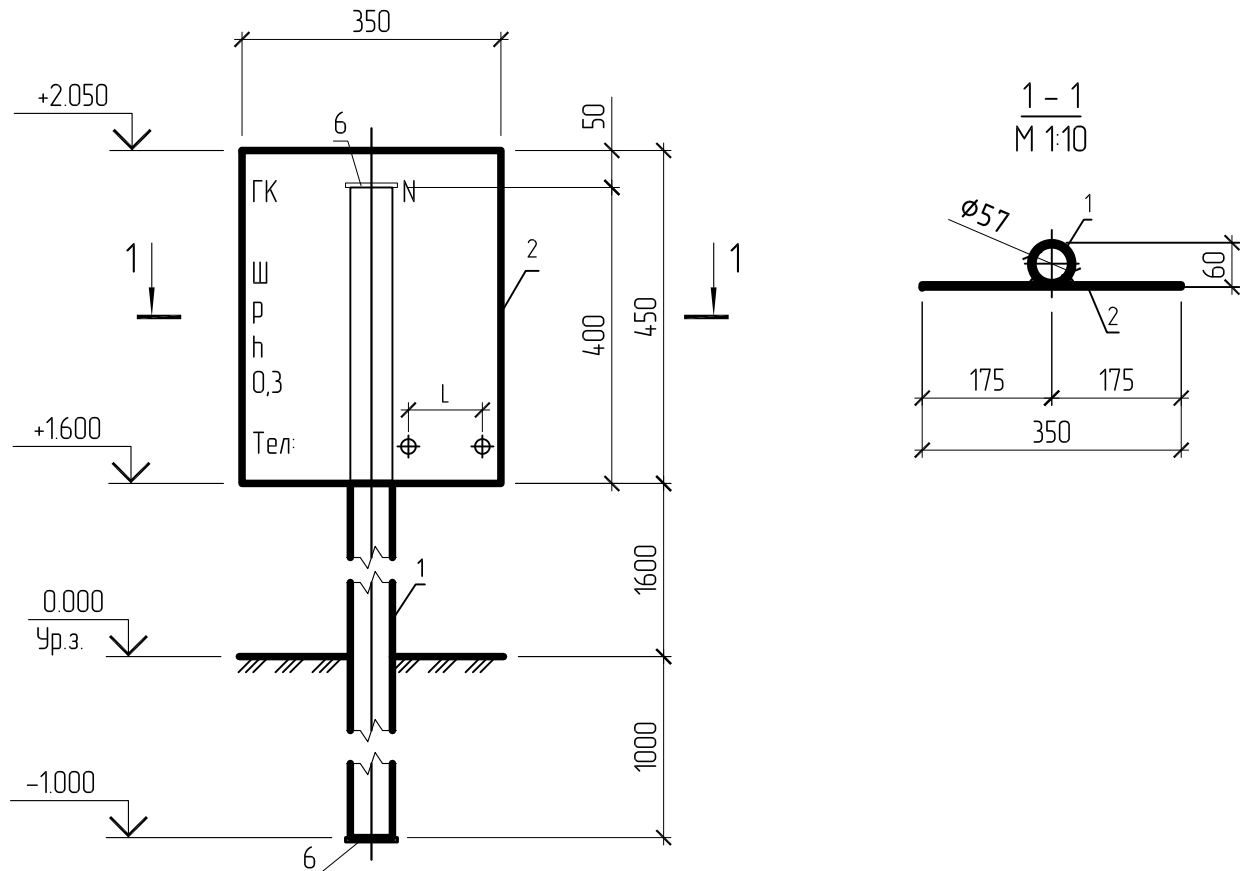
Примечания:

1. Все металлоконструкции должны быть огрунтованы ГФ-021 ГОСТ 25129-82 в 1 слой и окрашены эмалью ПФ-115 по (ГОСТ 6465-76) в 2 слоя толщиной 1 мм после монтажа.
2. Сварку металлоконструкций производить по ГОСТ 9467-75* электродами Э-50А.
3. Катет сварного шва принять по наименьшей толщине свариваемых деталей, длину по контуру примыкания деталей.
4. * – размер уточнить на месте

Инв.№подлин.	Подпись и дата	Взам.инв.№	1. Все металлоконструкции должны быть огрунтованы ГФ-021 ГОСТ 25129-82 в 1 слой и окрашены эмалью ПФ-115 по (ГОСТ 6465-76) в 2 слоя толщиной 1 мм после монтажа.												
			2. Сварку металлоконструкций производить по ГОСТ 9467-75* электродами Э-50А.												
			3. Катет сварного шва принять по наименьшей толщине свариваемых деталей, длину-по контуру примыкания деталей.												
			4. *- размер уточнить на месте												
						174.08.03.2022-ТКР									
						"Обустройство куста скважин № 6107 Алексеевского нефтяного месторождения"									
						Изм.	Колуч	Лист.	№ док.	Подпись	Дата		Стадия	Лист	Листов
						Разработал	Белюсова				03.22				
						Проверил	Зиязова				03.22				
						Опора под узел запорной арматуры ОП-2.	000 "Проектсервис"								
								Н.контр.	Рахматуллин			03.22			
								Утвердил	Боднар			03.22			

Условные обозначения	
Обозначение	Наименование
ГК	Пикет трассы
N	Номер трубопровода, заполняемый промыслом
∅	Диаметр трубопровода, мм
P	Рабочее давление, МПа
h	Глубина заложения до верха образующей трубы, м
⊕ ⊕	Количество ниток трубопровода, прокладываемых параллельно
L	Расстояние между нитками, м
0,3	Размер охранной зоны, м
Тел:	Телефоны и адреса диспетчерской и аварийной служб, м

Линейный опознавательные знак
М 1:10



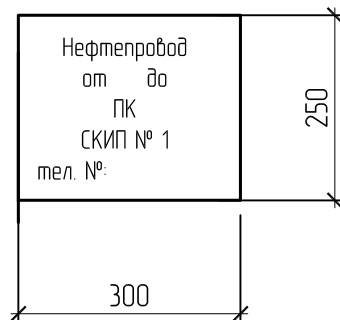
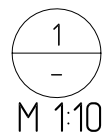
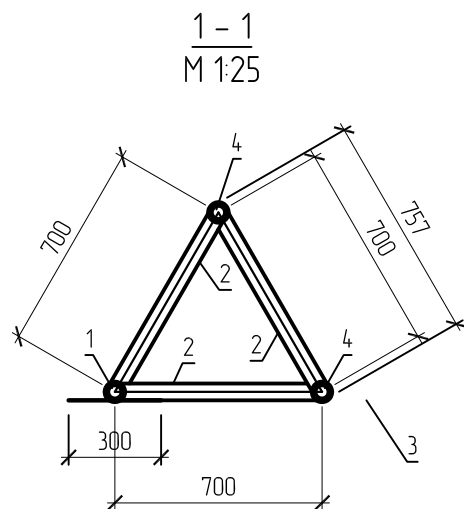
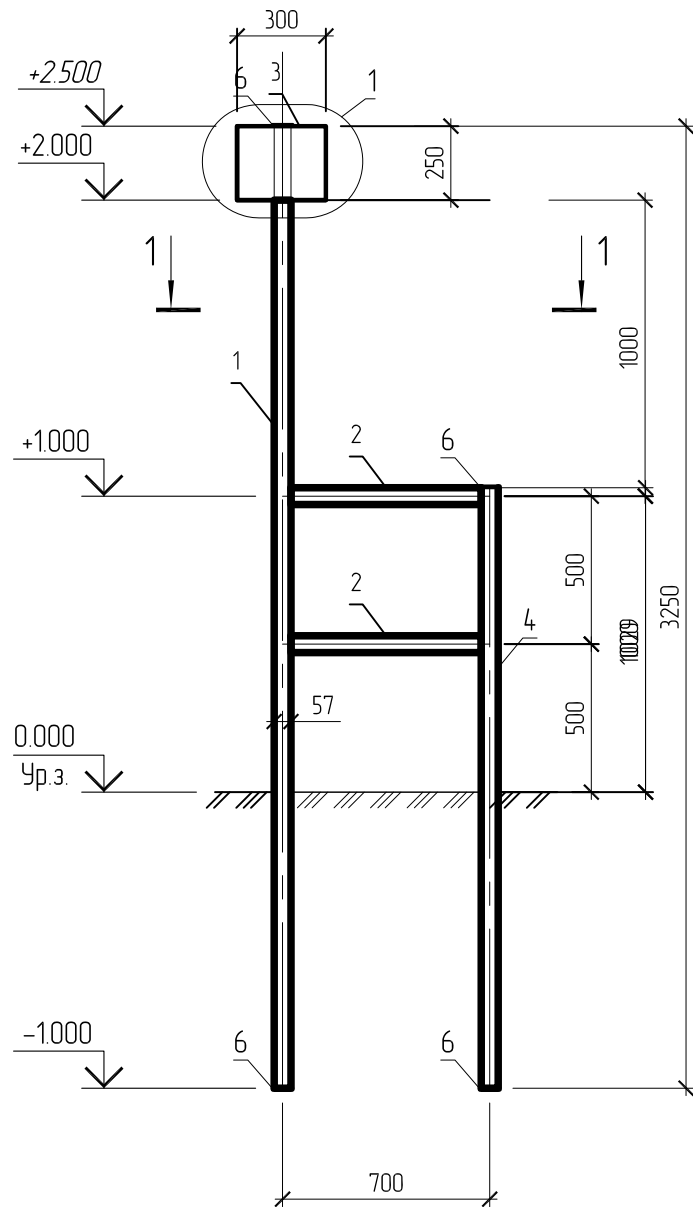
Спецификация					
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг.	Примечание
1	ГОСТ 10704-91	Труба 57х3 ГОСТ 10704-91 L=3000 C245 ГОСТ 27772-2015	1	12,0	12,0
2	ГОСТ 19903-2015	Лист 2х350х450 ГОСТ 19903-2015 C245 ГОСТ 27772-2015	1	2,47	2,47
		Материалы			
3	ГОСТ 25129	Грунтовка ГФ-021	0,4		кг
4	ГОСТ 10144-89	Краска эмаль ХВ-124	0,4		кг
5	ГОСТ 19903-2015	Лист 6х70х70 ГОСТ 19903-2015 C245 ГОСТ 27772-2015	2	0,23	0,46

Примечание:

- Трасса нефтепровода на местности должна обозначаться опознавательными знаками в виде столбиков со щитами-указателями, расположенными по ходу движения нефти с правой стороны на расстоянии 1 м от оси нефтепровода и на высоте от 1,5-2,0 м от поверхности земли. Данные знаки устанавливаются в пределах прямой видимости через каждые 1000 м, а также на углах поворота. При прохождении трассы нефтепровода по территориям сельскохозяйственного назначения количество знаков может быть уменьшено, если их установка препятствует проведению сельхозработ. Знаки в этом случае следует установить по краям полей.
- Трасса нефтепровода в местах переходов через автомобильные дороги и водные препятствия, у линейной арматуры и на опасных участках должна быть четко обозначена на местности постоянным предупреждающим знаком.
- Двумя знаками, по одному с каждой стороны створу трассы, закрепить при переходе через крупные овраги (ширина более 50 м).
- Площадки наземных сооружений (узлы подключения, конденсатосборники) должны иметь ограждения и надписи с номерами, согласно технологической схеме.
- Участки трассы нефтепровода должны быть обеспечены переносными предупредительными знаками для обозначения на местности аварийно-опасных участков нефтепровода.
- Знак окрашивается в два слоя масляной краской с обеих сторон. Надпись выполняется красным цветом на желтом фоне (допускается черным цветом на желтом фоне).
- Монтажную сварку выполнить по ГОСТ 5264-80* электродами Э-42А ГОСТ 9467-75*. Катеты швов, кроме оговоренных, не более 12 наименьшей толщины свариваемых элементов.
- Минимальные катеты угловых швов следует принимать не менее 5 мм и не менее указанных в таблице 38 СП 16.13330.2017.
- Часть опоры (поз. 1) находящаяся в грунте и на 250 мм выше уровня земли покрывается эпоксидной смолой.

						174.08.03.2022-ТКР				
						"Обустройство куста скважин № 6107 Алексеевского нефтяного месторождения"				
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата			Стадия	Лист	Листов
Разработал	Белусова				03.22			П	10	
Проверил	Зиязова				03.22					
Н.контр.	Рахматуллин				03.22	Линейный опознавательный знак М1:10. Условные обозначения. Спецификация. Примечания		ООО "Проектсервис"		
Утвердил	Баднар				03.22					

Ограждение контрольно-измерительного колодца
М 1:25



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед, кг.	Примечание
1	ГОСТ 10704-91	Труба 57х3 ГОСТ 10704-91 L=3250	1	14.0	14.0
2	ГОСТ 10704-91	Труба 57х3 ГОСТ 10704-91 L=700	6	2.80	16.8
3	ГОСТ 19903-2015	Лист 3х300х250 ГОСТ 19903-2015	1	1,41	1,41
	ГОСТ 10704-91	Труба 57х3 ГОСТ 10704-91 2000	2	8	16
		Материалы			
4	ГОСТ 25129	Грунтовка ГФ-021	1,0		кг
5	ГОСТ 10144-89	Краска эмаль ХВ-124	1,0		кг
6	ГОСТ 19903-2015	Лист 6х70х70 ГОСТ 19903-2015	6	0.23	1,38

Примечание:

- Контрольно-измерительная колонка защищается ограждением.
- На ограждении устанавливается табличка, представляющая собой квадрат из листовой стали, окрашенный в красный цвет.
- На табличке черной масляной краской наносятся название трубопровода и порядковый номер. Табличка устанавливается таким образом, чтобы её плоскость была параллельно направлению трубопровода.
- Монтажную сварку выполнить по ГОСТ 5264-80* электродами Э-42А ГОСТ 9467-75*. Катеты швов, кроме оговоренных, не более 1.2 наименьшей толщины свариваемых элементов.
- Минимальные катеты угловых швов следует принимать не менее 5 мм и не менее указанных в таблице 38 СП 16.13330.2017.
- Часть опоры (поз. 1) находящаяся в грунте и на 250 мм выше уровня земли покрывается эпоксидной смолой.
- Все металлоконструкции окрасить эмалью ПФ-115 по (ГОСТ 6465-76) за два раза по грунтовке ГФ-021 ГОСТ 25129-82.
- Поверхность металлоконструкций должна иметь 3-ю степень очистки от окислов по ГОСТ 9.402-2004 под лакокрасочные покрытия.

174.08.03.2022-ТКР

"Обустройство куста скважин № 6107
Алексеевского нефтяного месторождения"

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Белюсова				03.22			
Проверил	Зиязова				03.22			
Н.контр.	Рахматуллин				03.22	Конструкция ограждения контрольно-измерительного колодца М 1:25. 1 - 1 М 1:25. Спецификация. Примечания.		
Утвердил	Баднар				03.22			
							П	11
							ООО "Проектсервис"	