



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
Тюменская область
Ханты-Мансийский автономный округ
ООО «АСУ Проект Инжиниринг»

Трубопровод Р-156 – ДНС-2

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

08/21 - ТКР

2022



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
Тюменская область
Ханты-Мансийский автономный округ
ООО «АСУ Проект Инжиниринг»

Трубопровод Р-156 – ДНС-2

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

08/21 - ТКР

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
0001662		

Директор

К.Г. Гульянц

Главный инженер проекта




А.М. Тимошинов



2022



Содержание раздела 3

<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Примечание</i>
08/21- ТКР.С	Содержание раздела 3	2
08/21-СП	Состав проектной документации	3
08/21- ТКР.ТЧ	Текстовая часть	4
08/21-ТКР.ГЧ	Графическая часть	
	Лист 1. Схема линейного объекта	102
	Лист 2. Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 - т.вр. ДНС-2" План ПК0-ПК44. М 1:2000; Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 - т.вр. К-6" План ПК48-ПК49+9.90. М 1:2000	103
	Лист 3. Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 - т.вр. ДНС-2" План ПК44-ПК63+70.1. М 1:2000	104
	Лист 4. Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 - т.вр. К-6" План ПК0-ПК27. М 1:2000; Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 - т.вр. Р-155" План ПК84-ПК85+5.50. М 1:2000	105
	Лист 5. Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 - т.вр. К-6" План ПК27-ПК48. М 1:2000	106
	Лист 6. Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 - т.вр. Р-155" План ПК0-ПК37. М 1:2000; Этап 4. "Трубопровод Р- 156 - т.вр. К-8" План ПК20-ПК20+77.80. М 1:2000	107
	Лист 7. Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 - т.вр. Р-155" План ПК37-ПК59. М 1:2000	108
	Лист 8. Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 - т.вр. Р-155" План ПК59-ПК84. М 1:2000	109
	Лист 9. Этап 4. "Трубопровод Р-156 - т.вр. К-8" План ПК0-ПК20. М 1:2000	110
	Лист 10. Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 - т.вр. ДНС-2" Узел №1. План; Разрез 1-1. М 1:50	111
	Лист 11. Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 - т.вр. ДНС-2" Узел коррозионного мониторинга УКМ-1 (ПК63+50.0)	112
	Лист 12. Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 - т.вр. ДНС-2" Узел №2. План; Разрез 1-1. М 1:50	113
	Лист 13. Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 - т.вр. ДНС-2" Узел №3. План; Разрез 1-1. М 1:50	114
	Лист 14. Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 - т.вр. ДНС-2" Узел №4. План; Разрез 1-1. М 1:50	115
	Лист 15. Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 - т.вр. К-6" Узел №5. План; Разрез 1-1. М 1:50	116
	Лист 16. Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 - т.вр. К-6" Узел №6. План; Разрез 1-1. М 1:50	117
	Лист 17. Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 - т.вр. К-6" Узел №7. План; Разрез 1-1. М 1:50	118
	Лист 18. Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 - т.вр. Р-155" Узел №8. План; Разрез 1-1. М 1:50	119
	Лист 19. Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 - т.вр. Р-155" Узел №9. План; Разрез 1-1. М 1:50	120
	Лист 20. Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 - т.вр. Р-155" Узел №10. План; Разрез 1-1. М 1:50	121
	Лист 21. Этап 4. "Трубопровод Р-156 - т.вр. К-8" Узел №11. План; Разрез 1-1. М 1:50	122

Взам. инв. №	Подп. и дата	08/21 – ТКР.С								
		Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Инв. № подл. 0001662		Разраб.		Ранинен		27.04.22	Содержание раздела 3	П	1	1
		Н.контр.		Шлихтен		27.04.22		ООО «АСУ Проект Инжиниринг»		
		ГИП		Тимошинов		27.04.22				

Содержание текстовой части

1.	Основание для проектирования и исходные данные.....	5
2.	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрологических, метеорологических и климатических условиях.....	7
3.	Особые природно-климатические условия земельного участка, представляемого для размещения линейного объекта.....	16
4.	Прочностные и деформационные характеристики грунта в основании линейного объекта	22
5.	Уровень грунтовых вод, их химический состав, агрессивность грунтовых вод и грунта по отношению к материалам, используемым при строительстве	26
6.	Сведения о категории и классе линейного объекта.....	28
7.	Проектная мощность и характеристика проектируемых трубопроводов	29
8.	Показатели и характеристика линейных трубопроводов. основные решения по линейным трубопроводам	30
8.1	Описание технологии процесса транспортирования продукта	30
8.2	Характеристика трубопроводов.....	33
8.3	Выбор и характеристика трасс трубопроводов.....	34
8.4	Основные технические решения по прокладке трубопроводов.....	36
8.5	Выбор труб и арматуры.....	37
8.6	Расчет на прочность, обоснование надежности и устойчивости, выбор толщины стенки трубопроводов и деталей	40
8.7	Перечень мероприятий по защите трубопроводов от коррозии.....	46
8.8	Тепловая изоляция трубопроводов	47
8.9	Переходы трубопроводов через автомобильные дороги	47
8.10	Пересечение трубопровода с линиями электропередач	49
8.11	Пересечения с трубопроводами и подземными коммуникациями	49
8.12	Пересечения с водными объектами.....	50
8.13	Балластировка трубопроводов	51
8.14	Опасные участки	53
8.15	Контроль сварных соединений, испытание трубопроводов	57
8.16	Очистка полости и испытание трубопроводов	60

Взам. инв. №		Подп. и дата		08/21-ТКР.ТЧ					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	Текстовая часть			
					27.04.22				
Инав. № подл.	0001662	Разработал	Ранинен			Стадия	Лист	Листов	
						П	1	97	
		Н. конт.	Шлихтен		27.04.22	ООО «АСУ Проект Инжиниринг»			
		ГИП	Тимошинов		27.04.22				

8.17	Опознавательные знаки	63
8.18	Технические решения по диагностике трубопроводов	64
9.	Численность и профессионально - квалификационный состав персонала, перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта	69
10.	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда и технике безопасности	72
11.	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта..	87
12.	Перечень мероприятий по энергосбережению	88
13.	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность	89
14.	Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности	90
15.	Мероприятия по предотвращению террористических актов.....	95
	Нормативные документы.....	97

Инв. № подл. 0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №					08/21-ТКР.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док.		Подпись

1. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Проектная документация на строительство объекта «Трубопровод Р-156 – ДНС-2», выполнена согласно задания на проектирование, утверждённого Главным инженером ООО «Пурнефть» Е. П. Белозором.

Проектная документация по объекту разработана на основании следующих документов:

- Задание на проектирование объекта «Трубопровод Р-156 – ДНС-2»;
- материалы инженерных изысканий по объекту «Трубопровод Р-156 – ДНС-2», выполненные в 2022 г.;

Идентификационные признаки объекта в соответствии с Федеральным законом № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»:

- функциональное назначение: транспорт углеводородного сырья;
- принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых влияют на их безопасности: не принадлежит;
- вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства: отсутствует;
- принадлежность к опасным производственным объектам: опасный производственный объект;
- пожарная и взрывопожарная опасность: взрывопожароопасный;
- наличие помещений с постоянным пребыванием людей: нет;
- уровень ответственности: повышенный.

Проектной документацией предусматривается строительство объекта «Трубопровод Р-156 – ДНС-2».

В соответствии с заданием на проектирование выделены следующие этапы строительства:

- Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2";
- Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 – т.вр. К-6";
- Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155";
- Этап 4. "Трубопровод Р-156 – т.вр. К-8".

В соответствии с п. 1 СП 284.1325800.2016 проектируемый трубопровод относится к нефтегазопроводам (предназначен для транспорта нефти с газом в растворенном состоянии при абсолютном давлении упругости паров при 20°C выше 0,2 МПа и в свободном состоянии).

Инд. № подл.	0001662
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

						08/21-ТКР.ТЧ	Лист
							3
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата		

Объект предназначен для транспорта продукции добывающей скважины Р-156 от точки врезки в районе скважины Р-156 (Узел № 11) до точки врезки во входной трубопровод ДНС-2 (Узел № 1) для дальнейшего следования по существующему трубопроводу на ДНС-2 Усть-Пурпейского лицензионного участка. Проектом предусмотрено подключение нефтегазопроводов от скважин № 157, 314 (Узел № 10), скважины № 155 (Узел № 7), куста скважин № 6 (Узел № 4), куста скважин № 10 (Узел № 3), кустов скважин № 1, 9 (Узел № 2).

Содержание разделов и подразделов проектной документации выполнено в соответствии с требованиями, изложенными в пункте 22 Постановления Правительства Российской Федерации № 87 от 16 февраля 2008 г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Инв. № подл. 0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №					08/21-ТКР.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док.		Подпись

2. СВЕДЕНИЯ О ТОПОГРАФИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОЛОГИЧЕСКИХ, МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Район работ в административном отношении расположен в Ямало-Ненецком автономном округе, Пуровском районе, на территории Крещенского и Губкинского месторождения, Усть-Пурпейского лицензионного участка.

Владелец лицензии на право пользования недрами ОАО "НК "Янгпур".

Участок работ расположен в 26 км на север от н.п. Пурпе.

Ближайшим населенным пунктом, имеющим авиасообщение, является г. Тарко-Сале (55 км на северо-восток от участка работ). Сообщение месторождения с населенными пунктами происходит по автодорогам.

Ближайшая железнодорожная станция – Пуровск (51 км на северо-восток от участка работ).

Транспортное сообщение происходит по промышленными автодорогами с бетонным и песчаным покрытием. В местах, где дорожная сеть отсутствует, передвижение возможно только на спецмашинах-вездеходах.

Согласно физико-географическому районированию участок изысканий расположен в Обь-Иртышской провинции лесной равнинной зональной области Западно-Сибирской равнины.

По схеме геоморфологического районирования исследуемая территория, относится к Иртышско-Обской области преимущественно низких и средневысотных ступеней, к Надымскому блоку низких и средневысотных неравномерно-расчлененных морских и аллювиально-озерных террас.

Поверхность равнины относительно плоская, местами заболоченная с большим количеством спущенных озёрных котловин. Озерность (в основном небольшие неглубокие озёра) местами достигает 30-40 %. Там, где рельефообразующие осадки представлены песками, отмечаются мелкие холмы, а в прибортовых участках распространены крупные песчаные раздувы.

Абсолютные отметки на участке работ колеблются в пределах от 36,29 мБС до 71,92 мБС. Рельеф частично спланированный и равнинный, с углами наклона поверхности рельефа до 2°. Овраги, косогорные участки отсутствуют.

Растительный мир представлен сосново-кедровыми и сосновыми на водно-ледниковых песчаных равнинах и еловыми и кедрово-еловыми лесами на плоских равнинах, сло-

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	0001662	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	08/21-ТКР.ТЧ	Лист
																5

женных с поверхности покровными суглинками. Большая часть долин рек представлена березово-хвойными лесами. Широко развит лишайниковый и багульниково-голубично-брусничный покров. Почвы под ними подзолистые иллювиально-гумусовые, поверхностно – глеевые или торфянисто-глеевые.

Трасса «Трубопровод Р-156 – т.вр. К-8» проходит от границы площадки скважины Р-156 до точки врезки в районе куста 8, протяженность трассы 2,0778 км. В целом направление трассы юго-западное. Трасса пересекает существующие подземные и наземные коммуникации, внутрипромысловую автодорогу.

Проектируемый объект проходит через суходольные участки, поросшие луговой и влаголюбивой растительностью, через заболоченные участки.

Пересечения с водотоками отсутствуют.

По трассе абсолютные отметки колеблются от 64.52 до 71.92 мБС.

Трасса «Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155» проходит от точки врезки в районе куста 8 до точки врезки в районе Р-155, протяженность трассы 8,5055 км. В целом направление трассы юго-восточное.

Трасса пересекает существующие подземные и наземные коммуникации, внутрипромысловые автодороги.

Проектируемый объект проходит через суходольные участки, поросшие луговой и влаголюбивой растительностью, лесом высокоствольным, через заболоченные участки.

Трасса пересекает озера без названия.

По трассе абсолютные отметки колеблются от 54.32 до 71.55 мБС.

Трасса «Трубопровод т.вр. Р-155 – т.вр. К-6» проходит от точки врезки в районе Р-155 до точки врезки в районе куста 6, протяженность трассы 4,9099 км. В целом направление трассы южное. Трасса пересекает существующие подземные и наземные коммуникации, внутрипромысловую автодорогу.

Проектируемый объект проходит через суходольные участки, поросшие луговой и влаголюбивой растительностью, через заболоченные участки, через участки, отсыпанные песком.

Трасса пересекает озера без названия, реку Тоньяха.

По трассе абсолютные отметки колеблются от 44.88 до 54.72 мБС.

Трасса «Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2» проходит от точки врезки в районе куста 6 до точки врезки в районе ДНС-2, протяженность трассы 6,3701 км. В целом направление трассы восточное. Трасса пересекает существующие подземные и наземные коммуникации, внутрипромысловые автодороги.

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

Проектируемый объект проходит через заболоченные и суходольные участки, поросшие лесом высокоствольным, лесом угнетенным, луговой и влаголюбивой растительностью, через участки, отсыпанные песком.

Трасса пересекает реку Тоньяха.

По трассе абсолютные отметки колеблются от 36.29 до 47.57 мБС

Геологическое строение

Геологическое строение участка работ (до глубины 20,0 м) представлено современными почвенными, болотными и озерно-аллювиальными отложениями. Оно обусловлено геоморфологическим положением и включает следующие стратиграфо-генетические комплексы:

- современные почвенные (pQIV) отложения, представленные почвенно-растительным слоем;
- современные болотные (bQIV) отложения, представленные слабо-среднеразложившимся торфом;
- верхнечетвертичные озерно-аллювиальные отложения (laQIII), представленные суглинками, песками.

По инженерно-геологическому районированию континентальной части Западно-Сибирской плиты территория месторождения расположена в области первого порядка - аккумулятивных высоких слаборасчлененных равнин, сложенных преимущественно ледниковыми и водно-ледниковыми среднечетвертичными отложениями (Сибирско-Увальская область второго порядка).

В пределах области отложения находятся в многолетнемерзлом состоянии. На территории месторождения многолетнемерзлые породы, залегающие с поверхности, развиты практически повсеместно. Для области характерны большие мощности мерзлых толщ.

Низкие зимние температуры, маломощный снежный покров, скоротечные теплые периоды, характер растительного покрова обуславливают развитие на территории многолетнемерзлых пород (ММП). ММП в данном районе имеют сплошное по вертикали строение. Мощность многолетнемерзлых пород может достигать 200-400 м. Среднегодовые температуры мерзлых отложений, как правило, ниже минус 5 °С. В поймах рек температура грунта редко опускается ниже минус 3 °С. Наиболее низкие температуры характерны для торфяных массивов. Среднегодовые температуры талых отложений нередко близки к нулю и обычно не превышают 0,5 °С.

Толщи ММП представляют собой эпигенетические образования. В разрезах тонкодисперсных моренных толщ преобладают линзовидно-слоистые криогенные текстуры, для

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

них характерна высокая льдистость отложений (35-45% и более). Флювиагляциальные песчаные породы, как правило, имеют массивные криогенные текстуры. Льдонасыщенность торфяных пород достигает 80%.

Многолетнемерзлые породы представлены торфом, суглинком и песком. После оттаивания торф квалифицируется как среднеразложившийся, суглинок как мягкопластичный.

Мерзлые породы в вертикальном разрезе имеют локальное распространение и прослеживаются 3,6-5,0 м на период изысканий (декабрь 2021г).

Гидрогеологические условия характеризуются наличием подземных вод приуроченных к сезонноталым и талым грунтам.

Из современных геологических процессов и явлений, присущих обычно районам вечной мерзлоты, следует отметить криогенное пучение, термокарст, криогенное пучение, заболачивание, термоэрозию, солифлюкцию. Тип, характер и интенсивность проявления процессов определяются составом поверхностных отложений, мерзлотными условиями и рельефом местности.

Физико-механические свойства грунтов.

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

Классификационные признаки номенклатурных видов грунтов приняты в соответствии с ГОСТ 25100-2011 [9].

- ИГИ-2м Торф среднеразложившийся, криотекстура атакситовая, твердомерзлый, сильнольдистый, незасоленный, среднепучинистый, при оттаивании водонасыщенный

- ИГЭ-4м - Суглинок криотекстура слоистая, тонкошлировая, пластичномерзлый, льдистый, незасоленный, среднепучинистый, с примесью органических веществ, при оттаивании текучий.

- ИГЭ-10м - Песок мелкий, криотекстура слоистая, тонкошлировая, ластичномерзлый, слабольшдистый, незасоленный, не пучинистый, при оттаивании водонасыщенный.

На основании буровых, опытных и лабораторных работ в разрезе территории изысканий выделены следующие инженерно-геологические элементы:

- ИГЭ-1 – Насыпной грунт – песок мелкий, влажный, средней плотности;
- ИГЭ-2а – Торф слаборазложившийся;
- ИГЭ-2б – Торф среднеразложившийся;
- ИГЭ-4 – суглинок мягкопластичный;
- ИГЭ-7 – супесь пластичная;

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

- ИГЭ-8 – супесь текучая;
- ИГЭ-10а – песок мелкий, маловлажный, средней плотности;
- ИГЭ-10 – песок мелкий, водонасыщенный, средней плотности;
- ИГЭ-10-1 – песок мелкий, водонасыщенный, плотный;
- ИГЭ-11 – песок средней крупности, водонасыщенный, средней плотности с включением гальки.

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали в соответствии с ГОСТ 9.602-2016 (по таблице 1) изменяется от низкой до высокой, рекомендуется принять высокую.

Степень агрессивного воздействия грунта по содержанию сульфатов на бетоны марок W4-W20 по водонепроницаемости агрессивными свойствами не обладают, по содержанию хлоридов в грунтах на арматуру в железобетонных конструкциях для бетонов W4-W14 по водонепроницаемости неагрессивны для конструкций с защитным слоем толщиной 20 мм СП 28.13330.2012 (по таблицам В.1 и В.2).

Степень агрессивного воздействия грунтов на конструкции из углеродистой стали в соответствии с СП 28.13330.2017 (по таблице X.5) ниже уровня подземных вод слабоагрессивная, выше уровня подземных вод слабоагрессивная.

Гидрогеология и гидрография

Гидрографическая сеть рассматриваемой территории представлена водотоками бассейна реки Пякупур.

Водный режим рек характеризуется весенне-летним половодьем, летними и осенними паводками. Половодье начинается в первой декаде мая. Максимум проходит в начале июня. Заканчивается половодье в конце июля-начале августа. Продолжительность его 80-90 дней. Объем стока половодья составляет 50-60 % годового. Летне-осенняя межень обычно длится с июля (на крупных реках с августа) по сентябрь. Средняя продолжительность ее 40-70 дней. Летние и осенние паводки достаточно выражены. На крупных реках они сливаются вместе и образуют повышенный летне-осенний сток. Паводки здесь не превышают половодья.

Большинство озер района работ относятся к внутриболотным водоемам, либо непосредственно входящим в состав озерно-болотных микроландшафтов, либо, при значительных размерах, имеющих водосборы, в основном занятые бугристыми болотами.

Рассматриваемый район сильно заболочен и обводнен. На долю болот здесь приходится около 40 % площади, на долю озер 6 %.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	0001662	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм. № подл.	08/21-ТКР.ТЧ	Лист
											9

Рассматриваемая территория в гидрогеологическом отношении расположена в центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна. Особенность заключается в наличии мощной толщи водоупорных глинистых отложений, разделяющих разрез мезокайнозоя, на верхний и нижний гидрогеологические этажи.

Нижний гидрогеологический этаж отличается большой глубиной залегания водоносных горизонтов и их надежной изоляцией от воздействия поверхностных природно-климатических факторов. Для этих вод характерны сравнительно высокая минерализация и концентрация микрокомпонентов, температура и газонасыщенность.

Подземные воды верхнего геологического этажа формируются при наличии свободного водообмена, тесной связи подземных вод с поверхностными природно-климатическими факторами. Этим определяется формирование в верхнем гидрогеологическом этаже пресных подземных вод.

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

В пределах зоны влияния проектируемых сооружений на момент изысканий (декабрь 2021 г.) пройденными скважинами были вскрыты воды болотного и грунтового типа. Болотные воды вскрыты с 0,0-2,9 м. Уровень грунтовых вод приурочен к пескам мелким природного сложения и вскрыт с глубин 0,4-5,4 м. Уровень появления совпадает с уровнем установления. Что говорит о том, что воды имеют безнапорный характер.

По территории прохождения трасс вскрыто множественное количество водных преград (р.Тоньяха, озера б/н) глубина колеблется от 0,13 до 2,48 м.

Питание вод осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и подпитки водами близлежащих водотоков. Уровни стабилизируются в зимний период, достигая минимума в феврале-марте. С наступлением снеготаяния и установления устойчивых положительных температур воздуха начинается подъем уровня (май-июнь) до отметок рельефа. Разгрузка происходит в поверхностные водотоки.

На данном участке присутствуют два вида режима подземных вод: приречный и междуречный.

Приречный вид режима характеризуется гидравлической связью потока подземных вод с протоками, поэтому колебания уровня подземных вод здесь существенно зависят от колебаний уровня воды в реке. Характер дренированности подземного потока периодически меняется: в межень дренированность его максимальная, а во время половодья может

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

отсутствовать вообще, так как речные воды питают подземные. После спада паводковых вод в течение длительного времени происходит разгрузка инфильтрующихся вод в реку.

Междуречный или водораздельный тип режима формируется под влиянием переменных во времени инфильтрации атмосферных осадков, испарения и подземного стока. Дренированность участка обычно бывает слабая, поэтому уклоны потоков подземных вод небольшие, разгрузка происходит в местную гидрологическую сеть.

Подъем уровня поверхностных вод во время снеготаяния и ливневых дождей будет носить временный характер и не повлечет за собой изменения гидрогеологических и инженерно-геологических условий исследуемой территории.

Климатическая характеристика

Географическое положение территории определяет ее климатические особенности. Наиболее важными факторами формирования климата является перенос воздушных масс с запада и влияние континента. Взаимодействие двух противоположных факторов придает циркуляции атмосферы над рассматриваемой территорией быструю смену циклонов и антициклонов, способствует частым изменениям погоды и сильным ветрам. Кроме того, на формирование климата существенное влияние оказывает огражденность с запада Уральскими горами, незащищенность территории с севера и юга. Над территорией осуществляется меридиальная циркуляция, вследствие которой периодически происходит смена холодных и теплых масс, что вызывает резкие переходы от тепла к холоду.

Согласно СП 131.13330.2018 рассматриваемая территория относится к 1 климатическому району, подрайон ИД.

Для характеристики климата района работ в качестве опорной принята ближайшая метеостанция Тарко-Сале. Метеостанция (МС) Тарко-Сале представлена в СП 131.13330.2020 и научно - прикладном справочнике "Климат России", обладает продолжительными рядами наблюдений, а также расположена в однотипных с районом работ физико-географических условиях.

Согласно всем указанным характеристикам МС Тарко-Сале является репрезентативной для характеристики климата района изысканий.

Средняя годовая температура воздуха в районе изысканий составляет - минус 5,7 °С. Самым холодным месяцем в году является январь (минус 25,1 °С), самым теплым - июль.

Абсолютный минимум температуры воздуха - минус 55 °С (был отмечен в январе 1973 года).

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

Абсолютный максимум температуры воздуха – 36 °С (был отмечен в июле 1963 года).

Средняя из абсолютных минимумов температуры воздуха – минус 48 °С.

Средняя продолжительность безморозного периода - 93 дня.

Более подробно климатические характеристики по ближайшей к проектируемому участку метеостанции приведены в таблицах 2.1, 2.2.

Таблица 2.1 - Среднемесячная и среднегодовая температуры воздуха, (°С)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-26,3	-25,9	-20,5	-12,9	-4,3	6,7	14,3	10,9	4,5	-6,3	-18,6	-23,6	-8,5

Таблица 2.2 – Основные климатические характеристики

Характеристика	Значение
Среднегодовая температура воздуха	-5,7 °С
Абсолютный максимум температуры воздуха	36 °С
Абсолютный минимум температуры воздуха	-55 °С
Средняя из абсолютных минимумов температуры воздуха	-48 °С
Средняя продолжительность безморозного периода	93 дня
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98	-53 °С
Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92	-50 °С
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98	-49 °С
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92	-47 °С
Средняя температура отопительного периода	-12,2 °С
Продолжительность отопительного периода	276 дней
Средняя температура холодного периода	-15,8 °С
Продолжительность холодного периода	226 дней
Температура воздуха обеспеченностью 0,95	20,0 °С
Температура воздуха обеспеченностью 0,98	24,0 °С
Среднегодовая сумма осадков	521 мм
Суточный максимум осадков	86 мм
Среднегодовая относительная влажность воздуха	77 %
Число дней со снежным покровом	218 дней
Среднегодовая скорость ветра	3,0 м/с
Средняя годовая продолжительность гроз	17,3 ч
Средняя продолжительность метели в день с метелью	6 ч

Изм. № подл.	0001662
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

08/21-ТКР.ТЧ

Лист

12

Климат района работ характеризуется суровой, холодной, продолжительной зимой с сильными ветрами и осенними ранними заморозками. Лето сравнительно короткое, но довольно теплое, переходные периоды очень короткие, особенно весна.

Процесс промерзания грунта определяется рядом факторов: ходом температур воздуха, изменением высоты и плотности снежного покрова, тепловыми и водно-физическими свойствами грунта. На возвышениях почва может промерзнуть на глубину в два-три раза большую, чем в более заснеженных понижениях.

Исследования показали, что колебания температуры воздуха в условиях зимних морозов, характерных для этих мест, становятся незаметными для почвы лишь при высоте снежного покрова 50-60 см. Благодаря раннему выпадению снега влажные почвы лесной зоны меньше промерзают, чем в годы с поздним выпадением снега.

Глубина промерзания грунта зависит, во-первых, от типа грунта: глинистые грунты промерзают чуть меньше песчаных, так как обладают большей пористостью. Пористость глины колеблется от 0,5 до 0,7, в то время как пористость песка - от 0,3 до 0,5.

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

3. ОСОБЫЕ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА, ПРЕДСТАВЛЯЕМОГО ДЛЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

Согласно критериев учета опасных гидрометеорологических процессов и явлений при проектировании (приложение Б, В СП 11-103-97) на рассматриваемой территории такие явления не наблюдаются.

Среди современных физико-геологических процессов, осложняющих условия инженерно-хозяйственного освоения района, следует отметить:

- подтопление территории;
- заболачивание территории;
- сезонное промерзание грунтов;
- криогенные процессы.

Подтопление

Повышение уровня подземных, обычно грунтовых, вод, вызванное естественным или искусственным увеличением приходной части их водного баланса, а также возникновением препятствий их движению. Часто причиной служит подпор поверхностных вод. В естественных условиях подтопление имеет временный, сезонный характер, например в период весеннего половодья или наступления многолетней фазы повышенной увлажнённости. Явление подтопления обычно наблюдается при создании водохранилищ, прудов, нарушении путей естественного движения подземных вод в ходе строительных работ. Подтоплению способствует утечка воды из водопроводных и канализационных сетей, фильтрация воды из искусственных водоёмов. Подтопление неблагоприятное явление, поскольку приводит к заболачиванию территории, сказывается на устойчивости инженерных сооружений.

Основными причинами возникновения и развития подтопления также могут являться: техногенные утечки из водонесущих коммуникаций, отстойников; неэффективность ливневой канализации; нарушение естественного стока при проведении строительных работ; барражный эффект при строительстве заглубленных подземных сооружений, засыпке оврагов нефилтующим материалом; устройством стен в грунте и свайных полей; конденсация влаги под основаниями зданий, элеваторами и другими сооружениями.

Сведения о критическом уровне подземных вод не было предоставлено в техническом задании, что не позволяет, согласно СП 11-105-97 Часть 1 Приложение И, привести типизацию территории по подтопляемости.

По характеру подтопления, согласно СП 22.13330.2016 [9] п.5.4.8, территория изысканий относится к естественно подтопленной.

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

В соответствии с СП 115.13330.2016 [34] районы изысканий относятся к весьма опасной категории по подтоплению.

Заболачивание территории

Интенсивное заболачивание территории вызывается избыточным увлажнением почвы (преобладание осадков над испарением), равнинным характером рельефа, слабой фильтрационной способностью грунтов, в силу чего не обеспечивается поверхностный и подземный сток атмосферных осадков и талых вод.

Торфяные отложения имеют весьма высокую естественную влажность, малую плотность, большую влагоемкость и весьма значительную и неравномерную деформируемость – сжимаемость. По условиям питания болота относятся к верховому и низинному типу. Источники обводнения залежи – атмосферные осадки.

Территория работ является естественно подтопленной и относится к зоне сильного подтопления сопровождающегося процессами заболачивания и развития торфов с низкой несущей способностью.

Торфяные отложения имеют весьма высокую естественную влажность, малую плотность, большую влагоемкость и весьма значительную и неравномерную деформируемость – сжимаемость.

Уровни подземных вод зафиксированы практически с поверхности болот. Строительство проектируемых сооружений не повлечет за собой изменения гидрогеологических и инженерно-геологических условий исследуемой территории

Для предотвращения отрицательного воздействия проектируемых сооружений на инженерно-геологические и гидрогеологические условия, необходимо предусмотреть комплекс инженерно-технических мероприятий по преобразованию существующего рельефа, обеспечить технические требования на взаимное высотное и плановое размещение сооружений, отвод атмосферных осадков с территории площадок, защиты от затопления паводковыми водами и подтопления поверхностными водами с прилегающих земель.

Сезонное промерзание грунтов

Промерзание грунтов начинается с переходом среднесуточной температуры воздуха через 0°С в область отрицательных значений. Раньше всего промерзание начинается на лишенных почвенного покрова минеральных грунтах.

Глубина промерзания обусловлена, в основном, литологическим составом поверхностного слоя, его предзимней влажностью, а также режимом снегонакопления. На оголенных, приподнятых поверхностях, откуда снег сдувается ветром, промерзание идет быстрее и глубже, в обводненных понижениях – медленнее.

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

В зоне сезонного промерзания-оттаивания залегают: торф, суглинок. На период изысканий (декабрь 2021 г.) сезонное промерзание полевым бурением вскрыто до глубины 0,2-0,4 м в торфах.

Локально развито криогенное пучение грунтов сезонно-талого слоя (СТС). Этому процессу способствуют преобладающий глинистый состав пород СТС и достаточно большое увлажнение.

Тонкодисперсные фракции в составе пород, развитых на территории изысканий, имеют повышенную влажность, обычно превышающую 0,6-0,8 полной влагоемкости. Эта особенность пород предопределяет пучинистые свойства грунтов, расположенных в зоне сезонного промерзания-оттаивания. Грунты, залегающие в зоне сезонного промерзания-оттаивания, относятся к морозоопасным грунтам, способным проявлять свойства морозной пучинистости.

Нормативную глубину сезонного промерзания при проектировании согласно СП 22.13330.2016 следует рассчитывать по формуле (1)

$$d_{fn}=d_0\sqrt{Mt} \quad (1)$$

где Mt – безразмерный коэффициент, численно равный сумме абсолютных значений среднемесячных отрицательных температур за зиму в данном районе, принимаемый по СП 131.13330.2020, а при отсутствии в них данных для конкретного пункта или района строительства - по результатам наблюдений гидрометеорологической станции, находящейся в аналогичных условиях с районом строительства;

d_0 - величина, принимаемая равной, м, для: суглинков и глин - 0,23, супесей, песков мелких и пылеватых - 0,28, песков гравелистых, крупных и средней крупности - 0,3; крупнообломочных - 0,34.

Нормативную глубину сезонного промерзания при проектировании следует принять для:

- для песков мелких и супеси - 3,30 м.

Нормативная глубина сезонного промерзания и оттаивания при проектировании на многолетнемерзлых грунтах определяется теплотехническим расчетом в соответствии с требованиями СП 25.13330.2020.

Рассчитанная теплотехническим расчетом глубина промерзания составила для:

- ИГЭ – 7 – 3,12 м;

- ИГЭ – 10а – 3,04 м.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл. 0001662	08/21-ТКР.ТЧ	Лист
										16

Степень морозоопасности грунтов по величине относительной деформации пучения определяется лабораторным методом прибором АСИС согласно ГОСТ 28622-2012 в оттаявшем состоянии.

Таблица 3.1 - Пучинистость грунтов

Наименование грунтов	Разновидность грунтов	Относительная деформация пучения ε_{fn} , д.е. (СП 22.13330.2016)	Степень пучинистости, ε_{fn} , % (ГОСТ 25100-2020)
песок	слабопучинистый	0,014	$0,01 < \varepsilon_{fn} \leq 0,035$
торф	сильнопучинистый	0,099	$0,070 < \varepsilon_{fn} \leq 0,10$
суглинок	сильнопучинистый	0,086	$0,070 < \varepsilon_{fn} \leq 0,10$

В процессе проектирования и строительства необходимо учитывать воздействия данных процессов и предусмотреть защитные мероприятия от их влияния.

При обследовании участков изысканий и сопредельных территорий (на период изысканий), опасных физико геологических явлений (карст, оползень и др.) не установлено.

Криогенные процессы многолетнемерзлых грунтов

Широкое развитие на территории изысканий получило криогенное пучение грунтов сезонно-талого слоя (СТС). Этому способствует преобладающий глинистый состав пород СТС и достаточно большое увлажнение.

Термокарст связан с протаиванием льдосодержащих пород. На ранней стадии развития процесса образуются небольшие понижения в рельефе. Наиболее широко распространены небольшие по размерам (5-12 м) округлые плоско-западинные формы. Термокарстовые просадочные формы обводнены, покрыты осоково-моховыми сообществами. Происходит заболачивание поверхности, то есть действуют два экзогенных процесса одновременно. При этом происходит заболачивание поверхности. Кроме того, на отдельных участках происходит увеличение глубины сезонного протаивания.

При протаивания мерзлых грунтов, во многом определяются их прочностные и деформационные свойства - под давлением динамических нагрузок грунты могут разжижаться и переходить в плавунное состояние.

Опыт проектирования и строительства на данной территории показывает, что наиболее устойчивым является обустройство сооружений различного назначения на свайных фундаментах.

К криогенным процессам относится образование бугров пучения, явления термокарста и криогенное пучение грунтов сезонно-талого слоя.

Изн. № подл.	0001662
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	08/21-ТКР.ТЧ	Лист
							17

Бугры пучения образуются под действием подтока грунтовых вод к фронту промерзания, в ядре которых находятся ледяные включения. Бугры пучения бывают однолетними и многолетними.

Криогенному пучению грунтов сезонно-талого слоя (СТС) способствуют преобладающий глинистый состав пород СТС и достаточно большое увлажнение.

В процессе проектирования и строительства необходимо учитывать воздействия данных процессов и предусмотреть защитные мероприятия от их влияния.

Ввиду возможного пучения грунтов при предзимней влажности, равной полной влагоемкости, при строительстве необходимо предусмотреть мероприятия по защите фундаментов и наружных стен зданий и сооружений на площадках куста скважин и разведочной скважины от опасных касательных сил морозного пучения.

Категория сложности природных условий, в соответствии с СП 115.13330.2016 оценивается как сложные.

Категория опасности природных процессов, в соответствии с СП115.13330.2016, по пучинистости весьма опасные, по подтоплению умеренно опасные, по землетрясениям умеренно опасные.

Выводы

При планировочных работах возникают многочисленные отрицательные и положительные формы техногенного рельефа, что способствует нарушению естественного поверхностного стока, переувлажнению грунтов за счет подпора, усилению инфильтрации воды, подъему уровня грунтовых вод, осушению некоторых участков. Деформационные свойства грунтов при замачивании фактически снижаются. Но для предотвращения негативного воздействия в период строительства и эксплуатации сооружений грунты необходимо предохранять от замачивания.

Ввиду возможного пучения грунтов при предзимней влажности, равной полной влагоемкости, при строительстве необходимо предусмотреть мероприятия по защите фундаментов и наружных стен зданий и сооружений от опасных касательных сил морозного пучения.

В процессе проектирования и строительства необходимо учитывать воздействия данных процессов и предусмотреть защитные мероприятия от их влияния.

Категория сложности природных условий, в соответствии со СП 115.13330.2016 - сложная.

Инв. № подл. 0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №					08/21-ТКР.ТЧ	Лист
								18
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата			

Категория опасности природных процессов, в соответствии со СП 115.13330.2016, по пучинистости весьма опасные, по подтоплению весьма опасные, по землетрясениям умеренно опасные.

При обследовании участков изысканий и сопредельных территорий (на период изысканий), опасных физико геологических явлений (карст, оползень и др.) не установлено.

Зона влажности по СП 50.13330.2012 [19] – II (Нормальная).

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №	
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись
08/21-ТКР.ТЧ				Лист
				19

4. ПРОЧНОСТНЫЕ И ДЕФОРМАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГРУНТА В ОСНОВАНИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

Геологическое строение и свойства грунтов

В геологическом разрезе проектируемой трассы принимают участие грунты среднечетвертичного возраста морского и леднико-морского комплекса, современного возраста болотного и техногенного происхождения. На исследуемой территории был встречен почвенно-растительный слой мощностью 0,3-0,6 м. В описании не участвует, так как не несет никакой функциональной нагрузки.

Трубопровод Р-156 – т.вр. К-8

Рельеф на площадке равнинный. Глубина скважин составила 3,9-15,0 м. Произведен отбор образцов грунта, проведены гидрогеологические наблюдения в скважинах.

- (*bQ_{IV}*) **Торф слаборазложившийся (ИГЭ-2а)**, слой вскрыт с поверхности. Интервал залегания составил 0,0-2,5 м. Мощность 0,8-2,5 м.

Торфа, в соответствии с СП 11-105-97 (часть III), отнесены к специфическим (органическим) грунтам и дополнительно описаны в п. 6.

- (*bQ_{IV}*) **Торф среднеразложившийся (ИГЭ-2б)**, слой вскрыт с поверхности. Интервал залегания составил 0,0-1,3 м. Мощность 1,1-1,3 м.

Торфа, в соответствии с СП 11-105-97 (часть III), отнесены к специфическим (органическим) грунтам и дополнительно описаны в п. 6.

- (*laQ_{III}*) **Супесь пластичный (ИГЭ-7)**, подстилает отложения песка мелкого и залегает на интервале глубин 6,3-7,4 м. Вскрытая мощность по скважине составила 1,1 м.

- (*laQ_{III}*) **Супесь текучая (ИГЭ-8)**, подстилает отложения песка мелкого и залегает на интервале глубин 5,2-6,7 м. Вскрытая мощность по скважине составила 1,5 м.

- (*laQ_{III}*) **Песок мелкий маловлажный средней плотности (ИГЭ-10а)**, вскрыт с поверхности. Интервал глубин составил 0,0-1,8 м. Вскрытая мощность по скважинам составила 0,6-1,8 м. Полная мощность отложений не вскрыта.

- (*laQ_{III}*) **Песок мелкий водонасыщенный средней плотности (ИГЭ-10)**, вскрыт с поверхности, под отложениями торфа слабо-среднеразложившегося и под песком мелким маловлажным. Интервал глубин составил 0,0-6,3 м, 6,7-12,0. Вскрытая мощность по скважинам составила 4,2-4,6 м. Полная мощность отложений не вскрыта.

- (*laQ_{III}*) **Песок мелкий водонасыщенный плотный (ИГЭ-10-1)**, вскрыт под отложениями песка мелкого водонасыщенного средней плотности. Интервал глубин составил 11,0-15,0 м. Вскрытая мощность в скважинах составила 3,0-4,0 м. Полная мощность отложений не вскрыта.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	0001662	Взам. инв. №	Подп. и дата	08/21-ТКР.ТЧ	Лист
										20

Уровень грунтовых вод вскрыт в болотных отложениях природного сложения и песках мелких. Интервал вскрытия составил 0,0-0,3 м., 0,6-1,0 Уровень появления совпадает с уровнем установления. Что говорит о том, что воды имеют безнапорный характер.

Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155

Глубина скважин составила 2,0-15,0 м. Произведен отбор образцов грунта, проведены гидрогеологические наблюдения в скважинах.

- (*tQ_{IV}*) **Насыпной грунт – песок мелкий (ИГЭ-1)**, представлен песком по гранулометрическому составу мелким, по степени насыщения пор водой - влажный. Мощность песков по пройденным скважинам составила 1,3-2,9 м.

Насыпной грунт, в соответствии с СП 11-105-97 (часть III) [31], отнесен к специфическим (техногенным) грунтам и дополнительно описан в п.6.

- (*bQ_{IV}*) **Торф слаборазложившийся (ИГЭ-2а)**, слой вскрыт с поверхности. Интервал залегания составил 0,0-1,9 м. Мощность 0,8-1,9 м.

Торфа, в соответствии с СП 11-105-97 (часть III), отнесены к специфическим (органическим) грунтам и дополнительно описаны в п. 6.

- (*bQ_{IV}*) **Торф среднеразложившийся (ИГЭ-2б)**, слой вскрыт с поверхности и под техногенными отложениями. Интервал залегания составил 0,0-2,6 м., 2,9-4,3 м. Мощность 0,8-2,6 м.

Торфа, в соответствии с СП 11-105-97 (часть III), отнесены к специфическим (органическим) грунтам и дополнительно описаны в п. 6.

- (*laQ_{III}*) **Суглинок мягкопластичный (ИГЭ-4)**, подстилает болотные отложения, и залегает на интервалах глубин 2,3-4,4 м. Вскрытая мощность составила 1,4-2,1 м.

- (*laQ_{III}*) **Супесь пластичный (ИГЭ-7)**, подстилает отложения песка мелкого и залегает на интервале глубин 1,3-5,0 м. Вскрытая мощность по скважинам составила 1,2-3,7 м.

- (*laQ_{III}*) **Супесь текучая (ИГЭ-8)**, подстилает отложения песка мелкого и залегает на интервале глубин 4,9-6,7 м. Вскрытая мощность по скважинам составила 1,5-1,7 м.

- (*laQ_{III}*) **Песок мелкий маловлажный средней плотности (ИГЭ-10а)**, вскрыт с поверхности Интервал глубин составил 0,0-1,4 м. Вскрытая мощность по скважинам составила 0,8-1,4 м. Полная мощность отложений не вскрыта.

- (*laQ_{III}*) **Песок мелкий водонасыщенный средней плотности (ИГЭ-10)**, вскрыт с поверхности, под отложениями торфа слабо-среднеразложившегося и под песком мелким маловлажным. Интервал глубин составил 0,2-11,0 м. Вскрытая мощность по скважинам составила 0,6-5,9 м. Полная мощность отложений не вскрыта.

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

- (*laQIII*) **Песок мелкий водонасыщенный плотный (ИГЭ-10-1)**, вскрыт под отложениями песка мелкого водонасыщенного средней плотности. Интервал глубин составил 11,0-15,0 м. Вскрытая мощность в скважине составила 4,0 м. Полная мощность отложений не вскрыта.

Уровень грунтовых вод вскрыт в болотных и песчаных отложениях природного сложения. Интервал вскрытия в болотных отложениях составил 0,0-2,9 м., в песках составил 0,4-1,4 м. Уровень появления совпадает с уровнем установления. Что говорит о том, что воды имеют безнапорный характер.

Трубопровод т.вр. Р-155 – т.вр. К-6

Глубина скважин составила 3,4-15,0 м. Произведен отбор образцов грунта, проведены гидрогеологические наблюдения в скважинах.

- (*tQIV*) **Насыпной грунт – песок мелкий (ИГЭ-1)**, представлен песком по гранулометрическому составу мелким, по степени насыщения пор водой - влажный. Мощность песков по пройденной скважине составила 1,6 м.

Насыпной грунт, в соответствии с СП 11-105-97 (часть III) [31], отнесен к специфическим (техногенным) грунтам и дополнительно описан в п.6.

- (*bQIV*) **Торф слаборазложившийся (ИГЭ-2а)**, слой вскрыт с поверхности. Интервал залегания составил 0,0-3,3 м. Мощность 1,2-3,3 м.

Торфа, в соответствии с СП 11-105-97 (часть III), отнесены к специфическим (органическим) грунтам и дополнительно описаны в п. 6.

- (*bQIV*) **Торф среднеразложившийся (ИГЭ-2б)**, слой вскрыт с поверхности и под техногенными отложениями. Интервал залегания составил 0,0-3,1 м. Мощность 0,4-3,1 м.

Торфа, в соответствии с СП 11-105-97 (часть III), отнесены к специфическим (органическим) грунтам и дополнительно описаны в п. 6.

- (*laQIII*) **Суглинок мягкопластичный (ИГЭ-4)**, подстилает отложения песка мелкого и залегает на интервалах глубин 1,1-6,1 м. Вскрытая мощность составила 1,1-4,9 м.

- (*laQIII*) **Супесь пластичный (ИГЭ-7)**, подстилает отложения песка мелкого и залегает на интервале глубин 2,6-3,6 м. Вскрытая мощность по скважине составила 1,1 м.

- (*laQIII*) **Песок мелкий маловлажный средней плотности (ИГЭ-10а)**, вскрыт с поверхности. Интервал глубин составил 0,0-3,0 м. Вскрытая мощность по скважинам составила 0,9-2,7 м. Полная мощность отложений не вскрыта.

- (*laQIII*) **Песок мелкий водонасыщенный средней плотности (ИГЭ-10)**, вскрыт под отложениями супеси и под песком мелким маловлажным. Интервал глубин составил

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

0,3-10,0 м. Вскрытая мощность по скважинам составила 1,4-6,4 м. Полная мощность отложений не вскрыта.

Уровень грунтовых вод вскрыт в болотных и песчаных отложениях природного сложения. Интервал вскрытия в болотных отложениях составил 0,0-0,5 м., в песках составил 2,2-5,4 м. Уровень появления совпадает с уровнем установления. Что говорит о том, что воды имеют безнапорный характер.

Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2

Рельеф на площадке равнинный. Глубина скважин составила 3,9-15,0 м. Произведен отбор образцов грунта, проведены гидрогеологические наблюдения в скважинах.

- (*bQIV*) **Торф среднеразложившийся (ИГЭ-2б)**, слой вскрыт с поверхности. Интервал залегания составил 0,0-2,1 м. Мощность 1,2-2,1 м.

Торфа, в соответствии с СП 11-105-97 (часть III), отнесены к специфическим (органическим) грунтам и дополнительно описаны в п. 6.

- (*laQIII*) **Супесь пластичный (ИГЭ-7)**, подстилает отложения песка мелкого и залегает на интервале глубин 2,1-5,4 м. Вскрытая мощность по скважине составила 1,1-3,3 м.

- (*laQIII*) **Песок мелкий маловлажный средней плотности (ИГЭ-10а)**, вскрыт с поверхности. Интервал глубин составил 0,0-3,8 м. Вскрытая мощность по скважинам составила 1,0-3,8 м. Полная мощность отложений не вскрыта.

- (*laQIII*) **Песок мелкий водонасыщенный средней плотности (ИГЭ-10)**, вскрыт с поверхности, под отложениями торфа слабо-среднеразложившегося и под песком мелким маловлажным. Интервал глубин составил 1,2-10,0. Вскрытая мощность по скважинам составила 4,2-4,6 м. Полная мощность отложений не вскрыта.

- (*laQIII*) **Песок мелкий водонасыщенный плотный (ИГЭ-10-1)**, вскрыт под отложениями песка мелкого водонасыщенного средней плотности. Интервал глубин составил 12,4-15,0 м. Вскрытая мощность в скважинах составила 2,2-2,6 м. Полная мощность отложений не вскрыта.

- (*laQIII*) **Песок средней крупности водонасыщенный средней плотности (ИГЭ-11)**, вскрыт под песком мелким водонасыщенным. Интервал глубин составил 10,4-12,8. Вскрытая мощность по скважинам составила 1,7-2,4 м. Полная мощность отложений не вскрыта.

Уровень грунтовых вод вскрыт в болотных отложениях природного сложения и песках мелких. Интервал вскрытия составил 0,0-0,3 м., 0,6-1,0. Уровень появления совпадает с уровнем установления. Что говорит о том, что воды имеют безнапорный характер.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	0001662	Взам. инв. №	Подп. и дата	08/21-ТКР.ТЧ	Лист
										23

5. УРОВЕНЬ ГРУНТОВЫХ ВОД, ИХ ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ, АГРЕССИВНОСТЬ ГРУНТОВЫХ ВОД И ГРУНТА ПО ОТНОШЕНИЮ К МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЗУЕМЫМ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ

В пределах зоны влияния проектируемых сооружений на момент изысканий (декабрь 2021 г.) пройденными скважинами были вскрыты воды болотного и грунтового типа. Болотные воды вскрыты с 0,0-2,9 м. Уровень грунтовых вод приурочен к пескам мелким природного сложения и вскрыт с глубин 0,4-5,4 м. Уровень появления совпадает с уровнем установления. Что говорит о том, что воды имеют безнапорный характер.

Химический состав вод

На участках изысканий отобрана проба воды. Содержание основных компонентов химического состава вод приведено в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Химический состав вод

Наименование компонентов химического состава	Подземные воды			
	min		max	
НСО ³⁻	0,10	-	0,15	мг-экв/дм ³
Сl ⁻	7,10	-	21,30	мг/ дм ³
SO ₄ ²⁻	-	-	-	мг/ дм ³
Ca ²⁺	3,89	-	4,00	мг/ дм ³
Mg ²⁺	-	-	-	мг/ дм ³
Na ⁺	4,95	-	15,64	мг/ дм ³
pH	5,87	-	6,65	мг/ дм ³
Агрессивная углекислота, CO ₂	-	-	-	мг/ дм ³
Жесткость	0,19	-	0,20	мг / экв

Агрессивность вод по содержанию и значению вышеназванных компонентов химического состава приведена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Агрессивность подземных вод

Показатель агрессивности	Агрессивность подземных вод по содержанию основных компонентов химического состава (в соответствии с СП 28.13330.2017 таблицы В.3 и Х.3)	
	По отношению к бетону марки W ₄ по водонепроницаемости	По отношению к металлическим конструкциям
НСО ₃ ⁻	неагрессивные	-
pH	слабоагрессивные	среднеагрессивные

Степень агрессивного воздействия жидких сульфатных сред, содержащих бикарбонаты, для бетонов марок по водонепроницаемости W₄-W₈ приведена в таблице 5.3.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	0001662

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	08/21-ТКР.ТЧ	Лист
							24

Таблица 5.3 - Степень агрессивного воздействия жидких сульфатных сред

Цемент	Степень агрессивного воздействия жидкой среды на бетон марки по водонепроницаемости (в соответствии с СП 28.13330.2017 таблицы В.4)		
	W4	W6	W8
Портландцемент	неагрессивная	неагрессивная	неагрессивная
Шлакопортландцемент	неагрессивная	неагрессивная	неагрессивная
Сульфатостойкие	неагрессивная	неагрессивная	неагрессивная

Степень агрессивного воздействия вод на арматуру железобетонных конструкций в соответствии с СП 28.13330.2017 (по таблице Г.1) - неагрессивная.

Химический анализ отобранной пробы воды приведен в приложении Э отчета по инженерным изысканиям 08/21-ИГИ1-Т.

Строительство проектируемых сооружений не повлечет за собой изменения гидрогеологических и инженерно-геологических условий исследуемой территории при соблюдении условия и требований нормативных документов.

Инв. № подл. 0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата				

6. СВЕДЕНИЯ О КАТЕГОРИИ И КЛАССЕ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

Проектируемые трубопроводы относятся к промышленным трубопроводам.

Согласно п.5.3. СП 284.1325800.2016 проектируемый нефтегазопровод в зависимости от диаметра участков относится к классам: участки DN100, DN200, DN250 - к III классу, участок DN300 – ко II классу.

Согласно табл.1 СП 284.1325800.2016 категории трубопроводов в зависимости от назначения – III (нефтегазопровод II класса с газовым фактором 300 м³/т и более; нефтегазопроводы III класса независимо от газового фактора).

Категория участков трубопроводов определяется в зависимости от пересекаемой местности, и пересечения с естественными и искусственными преградами в соответствии с табл.2 СП 284.1325800.2016.

Категории отдельных участков проектируемого трубопровода представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Категории отдельных участков трубопроводов

Наименование участков трубопроводов	Категория участка нефтегазопровода
Пересечения с воздушными линиями электропередачи и на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения	II
Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтегазопроводами, конденсатопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами и т.п.) в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	II
Узлы линейной запорной арматуры (включая участки по 15 м в каждую сторону от границ узла)	II
Участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10 % обеспеченности	II
Переходы через болота II-го типа	II
Переходы через болота III-го типа	II
Переходы через внутренние площадочные автомобильные дороги промышленных предприятий	III
Остальные участки кроме указанных выше	III

Схемы проектируемых трубопроводов разработаны в графической части данного раздела.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата
Индв. № подл.	0001662				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

08/21-ТКР.ТЧ

Лист

26

7. ПРОЕКТНАЯ МОЩНОСТЬ И ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Ожидаемое максимальное количество транспортируемого продукта принято согласно заданию на проектирование.

Проектной документацией предусмотрено строительство объекта по этапам. Предусмотрено разделение проектируемого трубопровода «Трубопровод Р-156 – ДНС-2» на следующие участки:

Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2";

Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 – т.вр. К-6";

Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155";

Этап 4. "Трубопровод Р-156 – т.вр. К-8".

Характеристика проектируемых трубопроводов приведена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Характеристика трубопроводов

Наименование участка	Диаметр, толщина стенки трубопровода, мм	Протяженность трассы трубопровода, м	Проектная мощность, Qж, м ³ /сут; Qн, т/сут; Qг, ст.м ³ /сут	Пропускная способность, Qж, м ³ /сут; Qн, т/сут; Qг, ст.м ³ /сут	Расчетное давление (максимально возможное), МПа
Трубопровод Р-156 – т.вр. К-8	114x8	2077,8	450,0 25,89 9320,4	750,0 194,8 70128,0	4,0
Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155	219x8	8505,5	980,0 153,27 55177,2	2320,0 602,6 216936,0	4,0
Трубопровод т.вр. Р-155 – т.вр. К-6	273x8	4909,9	1130,0 158,2 56952,0	5350,0 1389,7 500292,0	4,0
Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2	325x8	6370,1	1520,0 320,55 115398,0	9620,0 2498,8 899568,0	4,0

На Крещенском и Губкинском месторождениях принята герметизированная совместная система сбора нефти и газа. Продукция скважин подается в систему промысловых нефтегазосборных трубопроводов, по которым продукция кустовых площадок и отдельных скважин собирается на ДНС-2 Присклонового месторождения, где происходит отделение пластовой воды, используемой на нужды системы ППД, попутного нефтяного газа, и подготовленной товарной нефти.

Проектируемые трубопроводы представляют собой участки промысловой нефтегазосборной сети.

Продукция скважин представляет собой смесь нефти, пластовой воды и попутного нефтяного газа.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	0001662

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	08/21-ТКР.ТЧ	Лист
							27

8. ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКА ЛИНЕЙНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ. ОСНОВНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ЛИНЕЙНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

8.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта

Линейная часть трубопроводов выполнена на основании нормативных документов:

– СП 284.1325800.2016 «Свод правил. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ» (утв. Приказом Минстроя России от 16.12.2016 N 978/пр. и введен в действие с 17 июня 2017 г.).

– «Приказ федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. N 534 об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»».

– ВСН 005-88 "Строительство промышленных стальных трубопроводов. Технология и организация";

– ВСН 011-88 "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание";

– СП 406.1325800.2018 "Свод правил. Трубопроводы магистральные и промысловые стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения".

Нефтегазовая смесь с добывающих скважин Крещенского месторождения поступает на ДНС-2 Присклонового месторождения.

Для отключения участков трубопровода на время ремонта, для переключения потоков, а так же для уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду в случае аварии на узлах запорной арматуры трубопровода по трассе и на ответвлениях предусмотрена установка отключающей арматуры.

Подключение проектируемого трубопровода от скв.Р-156 предусмотрено к существующему узлу запорной арматуры №1 на подходе к ДНС-2 Присклонового месторождения. На данном узле происходит объединение продукции добывающих скважин Крещенского месторождения с продукцией добывающих скважин Присклонового месторождения, поступающей на узел по существующему трубопроводу Ду200. На общем сборном трубопроводе от узла задвижек № 1 до ДНС-2 Присклонового месторождения установлена существующая электроприводная задвижка №358 (Ду200, Ру 4,0 МПа), управляемая дистанционно диспетчером с пульта управления в операторной и обеспечивающая в случаях возникновения аварийных ситуаций оперативное перекрытие поступающей продукции на ДНС-2.

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

Проектом предусмотрено выделение этапов строительства:

Этап 1. «Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2»

Функциональное назначение – транспорт продукции добывающих скважин от точки врезки куста № 6 (узел запорной арматуры № 4) до пункта сбора на ДНС-2 Присклонового месторождения. Проектом на данном участке трубопровода предусмотрено подключение нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин № 10 (узел запорной арматуры № 3) и кустов скважин № 1, № 9 (узел запорной арматуры № 2).

Этап 2. «Трубопровод т.вр. Р-155 – т.вр. К-6»

Функциональное назначение – транспорт продукции добывающих скважин от точки врезки скважины № Р-155 (узел запорной арматуры № 7) до точки врезки куста № 6 (узел запорной арматуры №4) и дальнейший транспорт до пункта сбора на ДНС-2 Присклонового месторождения. Проектом на данном участке трубопровода предусмотрено подключение нефтегазосборного трубопровода от скважины № 56 (узел запорной арматуры №5).

Этап 3. «Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155»

Функциональное назначение – транспорт продукции добывающих скважин от точки врезки куста скважин № 8 (узел запорной арматуры № 10) до точки врезки скважины № Р-155 (узел запорной арматуры № 7) и дальнейший транспорт до пункта сбора на ДНС-2 Присклонового месторождения. Проектом на данном участке трубопровода предусмотрен узел запорной арматуры № 9 для перспективного подключения трубопроводов установки предварительного сброса воды (УПСВ).

Этап 4. «Трубопровод Р-156 – т.вр. К-8»

Функциональное назначение – транспорт продукции добывающей скважины № Р-156 от границы площадки скважины до точки врезки куста скважин № 8 (узел запорной арматуры № 10) и дальнейший транспорт до пункта сбора на ДНС-2 Присклонового месторождения.

В соответствии с п.8 Постановления Правительства РФ от 16.02.2008г №87 под этапом строительства понимается строительство одного из объектов капитального строительства, строительство которого планируется осуществить на одном земельном участке, если такой объект может быть введён в эксплуатацию и эксплуатироваться автономно, то есть независимо от строительства иных объектов капитального строительства на этом земельном участке, а также строительство части объекта капитального строительства, которая может быть введена в эксплуатацию и эксплуатироваться автономно, то есть независимо от строительства иных частей этого объекта капитального строительства.

Инв. № подл. 0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №	08/21-ТКР.ТЧ						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	29

Проектируемые трубопроводы системы сбора и транспорта нефти (нефтегазопроводы) рассматриваются как составные части данной системы на обустраиваемом месторождении и принимаются как безальтернативные способы транспортировки.

Параметры и качественные характеристики транспортируемой продукции представлены в таблицах 8.1-8.3.

Таблица 8.1. Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

<i>Наименование параметра</i>	<i>Значение</i>
Температура нефти, °С	От 0 до +20
Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³	754 - 828
Массовая доля воды, %	До 15
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	До 900
Массовая доля механических примесей, %	0,0054 - 0,027
Массовая доля серы, %	0,20
Массовая доля парафина, %	1,0 – 6,0 по ГОСТ 33-2000
Вязкость кинематическая, мм ² /С (сСт) при 20 °С	1,136 – 3,281
Фракционный состав, %	
- до 200°С	50,0
- до 300°С	60,7
Газовый фактор, нм ³ /т	До 352

Таблица 8.2. Компонентный состав нефтяного попутного газа

<i>Наименование параметра</i>	<i>Значение</i>
Состав газа, объемные %	
- Двуокись углерода	0,34
- Азот	0,86
- Водород	0,10
- Гелий	0,02
- Сероводород	0,01
- Метан	77,17
- Этан	10,26
- Пропан	7,54
- Изобутан	1,35
- н-Бутан	1,80
- Пентан и выше	0,55
Теплотворная способность газа, ккал/кг	9320
Молекулярная масса, г/моль	18,97 - 26,9
Плотность при 20 °С, кг/м ³	0,904

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	0001662

						08/21-ТКР.ТЧ	Лист
							30
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата		

Таблица 8.3. Состав и физико-химические свойства пластовой воды

<i>Наименование параметра</i>	<i>Значение</i>
Плотность при 20 °С, кг/м ³	1015
Ионный состав воды, мг/дм ³ :	
- хлор	4815
- карбонат	686,7
- гидрокарбонат	0,72
- сульфат	0
Массовая доля железа, мг/м ³	0,6
Кислотность рН	7

8.2 Характеристика трубопроводов

Характеристика проектируемых трубопроводов приведена в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Характеристика трубопроводов

Наименование участка	Диаметр, толщина стенки трубопровода, мм	Протяженность трассы трубопровода, м	Проектная мощность, Qж, м ³ /сут; Qн, т/сут; Qг, ст.м ³ /сут	Расчетное давление (максимально возможное), МПа
Трубопровод Р-156 – т.вр. К-8	114х8	2077,8	450,0 25,89 9320,4	4,0
Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155	219х8	8505,5	980,0 153,27 55177,2	4,0
Трубопровод т.вр. Р-155 – т.вр. К-6	273х8	4909,9	1130,0 158,2 56952,0	4,0
Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2	325х8	6370,1	1520,0 320,55 115398,0	4,0

Режим работы промышленных трубопроводов непрерывный. Точки подключения проектируемых трубопроводов к существующим трубопроводам отражены на обзорных схемах. Схемы приведены в графической части.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	0001662

						08/21-ТКР.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата		

8.3 Выбор и характеристика трасс трубопроводов

Выбор трассы трубопровода выполнен из условия минимизации нанесения ущерба окружающей природной среде и обеспечения высокой надежности и безаварийности в период эксплуатации, снижение площади арендуемых земельных участков.

В административном отношении объект расположен в Ямало-Ненецком автономном округе, Пуровском районе, на территории Крещенского и Губкинского месторождения, Усть-Пурпейского лицензионного участка.

При выборе трассы учитывались инженерно-геологические условия района строительства, сложившаяся транспортная схема, применяемые методы строительного-монтажных работ, наличие существующих коридоров коммуникаций.

На месторождении принята коридорная система прокладки коммуникаций. Проектируемые трубопроводы проложены в общем коридоре с автодорогой и ЛЭП, что позволяет уменьшить отводимые земли под коммуникации, использовать общие вдольтрассовые подъезды, упрощает обслуживание и ремонт трубопроводов. Проектируемые трассы проходят вне участков распространения ценных в экологическом отношении лесов, вне территорий приоритетного природопользования, на землях, считающихся малопригодными для сельскохозяйственного и лесохозяйственного пользования коренным населением. Родовых угодий на данной территории нет. Чисто кедровых массивов по трассам не встречается.

Длины трасс трубопроводов приняты согласно инженерным изысканиям. Точки подключения, трассы трубопроводов согласованы Заказчиком.

При прокладке трассы трубопровода учитывались минимально допустимые расстояния, указанные для сближения и пересечения со следующими инженерными сетями и объектами:

- ВЛ согласно таблице 2.5.40 ПУЭ 7-е издание. При пересечении, сближении и параллельном следовании трубопровода от заземлителя или подземной части опоры должно быть не менее 5 метров для ВЛ 6 кВ и ВЛ 35 кВ, 10 м для ВЛ 110кВ.
- не менее 10 м от существующих ВЛ согласно таблице 2.5.40 ПУЭ 7-е издание;
- не менее 10 м от подошвы насыпи автомобильных дорог согласно таблице 7 СП 284.1325800.2016;
- существующие трубопроводы – согласно таблице 8 СП 284.1325800.2016 - минимальное расстояние между осями трубопроводов при диаметре до 150 мм – 5 метров, от 150 до 300 мм - 8 метров.
- кустовые площадки согласно таблице 7 СП 284.1325800.2016 - не менее 30 м от оси нефтегазопровода.

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										32
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	08/21-ТКР.ТЧ				

Таблица 8.5 Расстояние до зданий и сооружений

Объекты, здания и сооружения	Расстояние до проектируемого трубопровода, м	Минимальное расстояние по СП 284.1325800.2016	
		III класс	II класс
		(табл. 7) СП 284.1325800.2016	
Группа 1: - поселок Пурпе; - город Губкинский; - ж/д станция (Пурпе); - аэропорт (г. Тарко-Сале)	19000 26000 21000 55000	75	100
Группа 2: - железные дороги общего пользования; - автомобильные дороги общего пользования I и II категорий.	16140 16180	30	40
Группа 4: - территория ДНС-2	33	30	30
Группа 5: - устье нефтяной скважины Р-156; - устья нефтяных скважин куста № 8; - устье нефтяной скважины Р-155; - устье нефтяной скважины Р-56; - устья нефтяных скважин куста № 6	47,7 41,4 80,21 61,7 81,0	30	30
Группа 23 (в границах съемки): - параллельное следование трубопровода от внутрипромышленных дорог (категорий I-в, II-в, III-в и IV-в) и подъездов на территории нефтяного месторождения (от подошвы)	11,3-28,2	10	10
		Расстояние по ПУЭ, изд. 7	
Линии и опоры ВЛ (в границах съемки): - параллельное следование трубопровода от ВЛ 6 кВ (в границах съемки) - опоры ВЛ высокого напряжения 6кВ.	10,5-73,6 10,1-86,0м	10 10	10 10
		(табл. 8) СП 284.1325800.2016	
Расстояние от оси существующего подземного трубопровода до оси проектируемого подземного трубопровода при параллельной прокладке: - сущ.тр-д DN300; - сущ.тр-д DN150.	30,7 9,4	8 8	8 8
Примечание: расстояния в таблице указаны до ближайшего к объекту трубопровода.			

Проектируемая трасса - Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2" на своем протяжении пересекает реку Тоньяха на ПК42+54.1 – ПК42+57.3. Ширина реки 3,2 м; глубина 1,0 м.

Проектируемая трасса - Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 – т.вр. К-6" на своем протяжении пересекает следующие водные препятствия:

- озеро без названия (далее б/н) на ПК6+86.9 – ПК7+46.3. Ширина озера 59,4 м;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	0001662

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	08/21-ТКР.ТЧ	Лист
							33

глубина 1,5 м;

- реку Тоньяха на ПК13+47.9 – ПК13+51.6. Ширина реки 3,7 м; глубина 0,22 м;
- озеро б/н на ПК19+38.2 – ПК19+51.6. Ширина озера 13,4 м; глубина 0,13 м;
- озеро б/н на ПК23+50.5 – ПК23+64.9. Ширина озера 14,4 м; глубина 0,38 м.

Проектируемая трасса - Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155" на своем протяжении пересекает следующие водные препятствия:

- озеро б/н на ПК63+91.3 – ПК65+48.7. Ширина озера 157,4 м; глубина 2,48 м;
- озеро б/н на ПК66+6.6 – ПК66+53.4. Ширина озера 46,8 м; глубина 1,48 м.

Проектируемая трасса - Этап 4. "Трубопровод Р-156 – т.вр. К-8" на своем протяжении пересечений с водными препятствиями не имеет.

Для исключения возможного повреждения трубопровода установлены охранные зоны вдоль трасс трубопровода, транспортирующего нефть - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

Криволинейные очертания трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскости достигаются укладкой сваренных плетей труб в спрофилированную траншею по кривым с радиусами в пределах упругой деформации.

Трассы проектируемых трубопроводов согласованы с Заказчиком.

8.4 Основные технические решения по прокладке трубопроводов

Все строительные-монтажные и земляные работы производятся в соответствии с требованиями ВСН 005-88, ВСН 006-89, СП 86.13330.2014.

Способ прокладки трубопроводов, глубина заложения приняты в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 и техническими условиями Заказчика на проектирование.

Укладку трубопроводов необходимо производить в соответствии с требованиями ВСН 005-88.

Основным способом прокладки проектируемых трубопроводов принят подземный.

Глубина заложения прокладки трубопроводов принята из условия сохранности труб от повреждения, режима транспортировки и свойства транспортируемого продукта. Согласно СП 284.1325800.2016 п.9.3.1, глубина заложения составляет не менее 0,8 м до верхней образующей нефтегазопровода.

При пересечении проектируемых трубопроводов с подземными коммуникациями трубопроводы укладываются без футляров, на расстоянии (в свету) не менее 0,35 м от пересекемых коммуникаций.

Инв. № подл. 0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №					08/21-ТКР.ТЧ	Лист
								34
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата			

При переходе через автодороги, прокладка трубопровода предусмотрена в защитном футляре из стальных труб по ГОСТ 10705-76, ГОСТ Д 10706-76 на глубине не менее 1,5 м от верха дорожного покрытия до верхней образующей защитного футляра. Диаметр футляра должен быть не менее чем на 200 мм больше защищаемого трубопровода согласно требованиям п.10.4.3 СП 284.1325800.2016. Перед протаскиванием в защитный футляр на участок трубопровода устанавливаются футеровочные комплекты, с целью защиты антикоррозионного покрытия. Футляры имеют концевые уплотнения, выполненные из диэлектрического материала, обеспечивающие электрическую изоляцию трубопровода.

Земляные работы в месте пересечения с подземными коммуникациями следует производить вручную на расстоянии 2 м от боковой поверхности и 1 м над верхом коммуникации в соответствии с требованиями п.6.1.21 СП 45.13330.2012.

В соответствии с требованиями п.8.1.6 СП 86.133330.2014 ширина траншеи по дну принимается по ширине режущей кромки рабочего органа экскаватора, но не менее 0,7 м. В местах обустройства защитных футляров ширина траншеи принята 1,2 м.

Температурные деформации. Компенсирующие мероприятия.

При подземном способе прокладки трубопроводы в меньшей степени подвергаются температурным воздействиям, так как колебания температур грунта на глубине заложения меньше колебания температур воздуха, а наличие углов поворота в вертикальной и горизонтальной плоскостях компенсируют температурные воздействия. Трубопроводы, входящие в состав данного проекта, являются самокомпенсирующимися. Самокомпенсация трубопроводов достигается наличием углов поворота трассы в горизонтальной и вертикальной плоскости. Температурные деформации, возникающие в трубопроводах, а также деформации от внутреннего давления, компенсируются за счет естественных поворотов, подъемов трассы, и увеличенной толщиной стенки трубопроводов. Выполняются условия прочности кольцевых напряжений, в зависимости от внутреннего давления.

Повороты линейной части на трубопроводе в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять упругим изгибом трубопровода, сваренного в нить, или монтажом стандартных заводских отводов.

8.5 Выбор труб и арматуры

Выбор арматуры, деталей и труб для проектируемого трубопровода выполнен на основании расчетов на прочность и требований нормативных документов, а также с учетом следующих показателей:

- номенклатуры заводов-изготовителей;
- металлоемкости оборудования;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	0001662	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист

- свойства материалов;
- климатических условий эксплуатации (а именно: минимальная температура наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 составляет минус 47°С);
- рабочих параметров и свойств транспортируемой среды.

Для строительства проектируемого трубопровода приняты трубы стальные бесшовные из стали марки 09Г2С по ТУ 14-161-184-2000 с наружным заводским двухслойным полиэтиленовым покрытием по ТУ 1390-001-67740692-2010.

В качестве альтернативы возможно применение труб стальных бесшовных повышенной эксплуатационной надежности из стали марки 13ХФА по ТУ 1317-006.1-593377520-2003 с наружным заводским двухслойным полиэтиленовым покрытием по ТУ 1390-001-67740692-2010.

Для строительства нефтегазопроводов используются детали (отводы, тройники, переходы) по ГОСТ 17380-2001 из стали, аналогичной основному трубопроводу с наружным двухслойным эпоксидным покрытием по ТУ 1390-001-52534308-2013.

Проектом приняты трубы с увеличенной толщиной стенки по сравнению с расчетной.

Принятые в проекте трубы и детали трубопроводов отвечают требованиям государственных стандартов, технических условий, других нормативных документов, утвержденных в установленном порядке, требованиям СП 284.1325800.2016, имеют сертификаты соответствия и разрешены к применению.

Для защиты наружной зоны сварных соединений трубопровода проектными решениями предусмотрены изоляционные комплекты манжет термоусаживающихся в комплекте с замковой пластиной и эпоксидным праймером.

Все трубы и детали на заводе-изготовителе подвергаются 100% контролю неразрушающим способом, гидравлическому испытанию.

Требуемое количество труб, для сооружения проектируемых трубопроводов, приведено в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Требуемое количество труб

Диаметр трубопровода, толщина стенки, мм	Протяженность, м
325x8	6370,1
273x8	4909,9
219x8	8505,5
114x8	2077,8

Инв. № подл. 0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №					08/21-ТКР.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док.		Подпись

Проектной документацией предусмотрена стальная трубопроводная арматура с ручным управлением в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.063-2015 «Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности».

Запорная арматура, примененная в проекте, имеет герметичность затвора класса А по ГОСТ 9544-2015. Материал корпуса арматуры выбран в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды, а также в соответствии с действующим каталогом завода – изготовителя.

В проекте принята запорная арматура, рассчитанная на максимальное рабочее давление 4,0 МПа.

Климатическое исполнение трубопроводной арматуры по ГОСТ 15150-69 - ХЛ1 (для холодного климата с установкой на открытых площадках).

Обязательным условием для поставляемой арматуры является наличие сертификата соответствия требованиям промышленной и пожарной безопасности и/или ТР ТС 010/2011.

Для возможности продувки участков трубопроводов и опорожнения их после гидравлических испытаниях и при остановках трубопроводов для проведения ремонтных работ на узлах запорной арматуры предусмотрена установка вантузных фланцевых задвижек DN 50, рассчитанных на давление 4,0 МПа. Вантузные задвижки устанавливаются по обе стороны от секущих задвижек на горизонтальных участках трубопровод при помощи тройников и патрубков DN 50. С целью исключения промерзания в холодный период в проекте принято вертикальное положение вантузных задвижек.

В соответствии с п. 945 Приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 N 534 " Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», на запорной арматуре должны быть указатели, показывающие направление их вращения: "Открыто", "Закрыто". Вся запорная арматура должна быть пронумерована согласно схеме промыслового трубопровода.

Размещение запорной арматуры на проектируемых трубопроводах выполнено с учетом п.9.2, СП 284.1325800.2016, п. 888 Приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 N 534 " Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и технического задания на проектирование. Для

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	0001662	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист

удобства обслуживания предусмотрена надземная установка задвижек. Установка и расположение трубопроводной арматуры обеспечивает возможность удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта.

Для предотвращения несанкционированного проникновения на территорию технологического объекта территория каждой площадки узла имеет ограждение по периметру с калиткой, закрываемой на замок. Конструкция ограждений приведена в строительной части проектной документации.

Для устойчивости трубопроводов с учетом нагрузки, проектом предусмотрена установка опор под трубопроводы и арматуру.

Все монтажные и ремонтные работы на территории проектируемых площадок узлов выполняются при помощи передвижных грузоподъемных средств.

Для сохранения температурного режима трубопроводной системы надземный участок узла запорной арматуры теплоизолируется.

Места установки запорной арматуры указаны на планах и обзорных технологических схемах в графической части проекта.

Для защиты арматуры от прямых ударов молнии, установленной на нефтегазопроводе, предусмотрено устройство контуров заземления. Проектной документацией предусматривается общее заземляющее устройство для защитного заземления, защиты от прямых ударов молнии и её вторичных проявлений, от электростатической и электродинамической индукции.

8.6 Расчет на прочность, обоснование надежности и устойчивости, выбор толщины стенки трубопроводов и деталей

Согласно требованиям раздела 13 СП 284.1325800.2016 в проекте выполнены расчеты трубопроводов на прочность и устойчивость.

Прочностные расчеты трубопроводов выполнены с учетом температуры продукта и давления, необходимого для осуществления транспорта продукта.

Расчетная толщина стенки труб и соединительных деталей (t , мм), определяется согласно п.13 СП 284.1325800.2016 по формуле:

$$t = \frac{\gamma_f \cdot \eta \cdot p_n \cdot d_e}{2(R + 0,6 \cdot \gamma_f \cdot p_n)}, \text{ где}$$

p_n – рабочее (нормативное) давление, МПа;

d_e - наружный диаметр трубы, мм;

γ_f - коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый по таблице 6 СП 284.1325800.2016;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата
Изнв. № подл.	0001662				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

η - коэффициент несущей способности, $\eta=1$;

R – напряжение материала стенки трубы, МПа, определяется по формуле (для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводород):

$$R = \min \left\{ \frac{R_{un}\gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n}; \frac{R_{yn}\gamma_c}{0,9 \cdot \gamma_n} \right\}, \text{ где}$$

R_{un} - минимальное значение временного сопротивления материала в соответствии с НД на трубы и соединительные детали, применяемые в проекте, МПа;

R_{yn} - минимальное значение предела текучести материала в соответствии с НД на трубы и соединительные детали, применяемые в проекте, МПа;

γ_c - коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по таблице 4 СП 284.1325800.2016;

γ_m - коэффициент надежности по материалу, принимаемый по таблице 5 СП 284.1325800.2016;

γ_n - коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по таблице 3 СП 284.1325800.2016.

Таблица 8.7 – Механические характеристики труб

Наименование показателя	Норма мех. свойств
ТУ на трубную продукцию	ТУ 14-161-184-2000
Марка стали	09Г2С
Временное сопротивление разрыву, σ_b , Н/мм ² , не менее	470
Предел текучести, σ_t , Н/мм ² , не менее	265
Ударная вязкость на продольных образцах Шарпи (КСV) при температуре испытания минус 60°С, кгс/мм ² , не менее	3
Относительное удлинение, %, не менее	22

Результаты расчетов приведены в таблице 8.8.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	0001662

						08/21-ТКР.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата		39

Таблица 8.8 – Результаты расчета на прочность для нефтегазопровода

Наружный диаметр d_e, мм	114	219	273	325
Рабочее (максимальное) давление p_n , МПа	4,0	4,0	4,0	4,0
Коэффициент несущей способности η	1	1	1	1
Коэффициент надежности по нагрузке, γ_f	1,1	1,1	1,1	1,1
Минимальное значение временного сопротивления разрыву R_{un} , МПа	470	470	470	470
Минимальное значение предела текучести R_{yn} , МПа	265	265	265	265
Коэффициент надежности по материалу γ_m	1,55	1,55	1,55	1,55
Коэффициент надежности по назначению, γ_n	1	1	1	1
Коэффициент условий работы трубопровода, γ_c	0,75	0,75	0,75	0,75
Расчетное напряжение материала стенки трубы R , МПа	220,83	220,83	220,83	220,83
Расчетная толщина стенки, мм	1,12	2,16	2,69	3,20
Принятая толщина стенки, мм	8	8	8	8

Расчёт трубопровода на прочность состоит в выполнении следующих проверок:

- продольных и эквивалентных напряжений;
- кольцевых напряжений.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку продольных напряжений необходимо проводить по условиям:

$$|\sigma_{пр}| \leq \Psi_1 \cdot \frac{\gamma_c}{0,9 \cdot \gamma_n} \cdot R_{yn};$$

$$\sigma_{кц} \leq \frac{\gamma_c}{0,9 \cdot \gamma_n} \cdot R_{yn},$$

где $\sigma_{пр}$ - максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{пр} = \mu * \sigma_{кц} - a * E * \Delta T \pm \frac{E * d_e}{2 * \rho},$$

$\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{p_n \cdot d_{вн}}{2 \cdot t_{ном}},$$

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	0001662

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

08/21-ТКР.ТЧ

Лист

40

Ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла трубы; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{пр} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{кц} < 0$) - определяемый по формуле:

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{\frac{\gamma_c}{0,9 \cdot \gamma_n} \cdot R_{yn}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{\frac{\gamma_c}{0,9 \cdot \gamma_n} \cdot R_{yn}}$$

μ - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

a - коэффициент линейного расширения металла трубы, град⁻¹;

E - переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа;

ΔT - расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;

r - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см;

$d_{вн}$ - внутренний диаметр, мм;

$t_{ном}$ - номинальная толщина стенки, мм.

Поверочный расчет трубопровода произведен с учетом всех расчетных нагрузок и воздействий, возникающих при сооружении, испытании и эксплуатации трубопровода. Результаты расчета, приведённые в таблице 8.9, показывают, что продольные осевые напряжения не превышают допустимые нагрузки.

Таблица 8.9 - Результаты расчета на прочность и недопустимые пластические деформации подземных трубопроводов

Диаметр x толщина стенки	Ψ_1	$\sigma_{пр},$ МПа	$\sigma_{кц},$ МПа	Ψ_1^* ($\frac{\gamma_c}{0,9 \cdot \gamma_n}$) * R_{yn}	($\frac{\gamma_c}{0,9 \cdot \gamma_n}$) * R_{yn}	Выполнение условия прочности, $ \sigma_{пр} \leq \Psi_1 \cdot \frac{\gamma_c}{0,9 \cdot \gamma_n} \cdot R_{yn};$	Выполнение условия прочности, $\sigma_{кц} \leq \frac{\gamma_c}{0,9 \cdot \gamma_n} \cdot R_{yn},$
114x8	0,94	75,33	24,50	207,56	220,83	75,33 < 207,56	24,50 < 220,83
219x8	0,87	78,57	50,75	191,04	220,83	78,57 < 191,04	50,75 < 220,83
273x8	0,82	82,31	64,25	181,58	220,83	82,31 < 181,58	64,25 < 220,83
325x8	0,78	85,32	77,25	171,83	220,83	85,32 < 171,83	77,25 < 220,83

Отбраковочная толщина трубопроводов

Отбраковочная толщина стенки вычисляется по одной из формул:

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №
						0001662

08/21-ТКР.ТЧ						Лист
						41

$$\delta_{отб} = \frac{nP\alpha D_n}{2(R_1 + nP)}, \text{ если } \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} \geq 0,75$$

$$\delta_{отб} = \frac{nP\alpha D_n}{2(0,9R_2^H \cdot m_3 + nP)}, \text{ если } \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} < 0,75$$

Где P– максимально возможное давление в трубопроводе, Па;

$\delta_{отб}$ - толщина стенки трубы (или детали), при которой она изымается из эксплуатации, мм;

D_n – наружный диаметр трубы, мм;

n – коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе; n=1,15;

α - коэффициент несущей способности; $\alpha=1$;

R_1 - расчетное сопротивление материала труб и деталей, Па, определяемое по формуле^

$$R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1$$

R_2^H – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, принимаемое по ТУ на трубу;

R_1^H – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб, принимаемое по ТУ на трубу;

m_1 — коэффициент условий работы материала труб при разрыве, равный 0,8;

m_2 — коэффициент условий работы трубопровода, величина которого принимается в зависимости от транспортируемой среды.; для инертных газов (азот, воздух и т. п.) или токсичных, взрывоопасных и горючих жидкостей — 0,75; для инертных жидкостей — 0,9;

m_3 — коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах, для условий работы промышленных трубопроводов принимается равным 1;

k_1 — коэффициент однородности материала труб:

- для бесшовных труб из углеродистой стали и для сварных труб из низколегированной ненормализованной стали $k_1 = 0,8$;

- для сварных труб из углеродистой стали и для сварных труб из нормализованной низколегированной стали $k_1 = 0,85$;

С учетом проведенного расчета и на основании требований, представленных в таблице 1 приложения № 8 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора № 534 от 15.12.2020, принимаем значение отбраковочной толщины трубопроводов равное наибольшему значению, приведенному в таблице 8.10.

Инв. № подл. 0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№докум.	Подпись	Дата	42	

Таблица 8.10. Отбраковочная толщина стенки трубопроводов

Диаметр, мм	Толщина стенки, мм			
	Отбраковочная ($\delta_{отбр}$)			Принятая толщина стенки трубопровода ($\delta_{пр}$)
	Наименьшая допустимая толщина стенки (табл.1 Приложения № 8 Приказа Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534)	Отбрако- вочная расчетная	Отбраковоч- ная принятая*	
114	2,0	1,14	2,0	8,0
219	2,5	2,19	2,5	8,0
273	3,0	2,73	3,0	8,0
325	3,0	3,25	3,25	8,0

*за принятую отбраковочную толщину стенки принято наибольшее значение между расчетным и табличным значениями.

Отбраковочная толщина для запорной арматуры

В соответствии с требованиями таблицы 2 Приложения № 8 Приказа Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 проектной документации указывается предельная отбраковочная толщина стенки корпуса арматуры, которая определяется в зависимости от условий эксплуатации и физико-химических свойств транспортируемой среды

Таблица 8.11 – Предельные отбраковочные значения толщин стенок корпуса арматуры

Условный диаметр арматуры DN	50	100, 150, 200	250, 300
Предельная отбраковочная толщина стенки корпуса арматуры, мм	3,0	4,5	6,0

Расчётный срок службы запорной арматуры соответствует расчётному сроку службы трубопроводов, на которых эта арматура установлена.

Конкретные сроки эксплуатации запорной арматуры будут известны в процессе её эксплуатации.

Определение сроков эксплуатации проектируемых трубопроводов и арматуры

Расчетный срок эксплуатации трубопроводов определен с учетом норм отбраковки по наименьшей отбраковочной толщине стенки.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	0001662

						08/21-ТКР.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата		43

Срок службы трубопроводов рассчитан согласно РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений». По степени агрессивного воздействия нефтегазовая смесь является среднеагрессивной средой. Средняя коррозионная активность составляет 0,1-0,35 мм/год.

Расчетный срок эксплуатации нефтегазопроводов (Т, лет) определен с учетом норм отбраковки по наименьшей отбраковочной толщине стенки по формуле:

$$T = \frac{\delta_{\text{пр}} - \delta_{\text{отбр}}}{V}$$

V – допустимая скорость коррозии без учета мероприятий, направленных на снижение скорости коррозии, V=0,35 мм/год;

$\delta_{\text{пр}}$ – принятая толщина стенки трубопровода (см.табл.10.4), мм;

$\delta_{\text{отбр}}$ – наименьшая допустимая отбраковочная толщина стенки трубопровода, принятая в проекте (см.табл.8.10);

Расчетный срок службы проектируемых нефтегазопроводов составит:

- для трубопровода 114x8 – 17,14 лет;
- для трубопровода 219x8 – 15,71 лет;
- для трубопровода 273x8 – 14,28 лет;
- для трубопровода 325x8 – 13,57 лет.

Назначенный срок службы нефтегазопроводов принят в соответствии с расчетным сроком службы.

8.7 Перечень мероприятий по защите трубопроводов от коррозии.

Выбор способа защиты проектируемых трубопроводов, а также защитных футляров от коррозии определяется проектом в соответствии с СП 284.1325800.2016, ГОСТ Р51164-98, п.76 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534.

Для строительства проектируемого трубопровода приняты трубы стальные бесшовные из стали марки 09Г2С по ТУ 14-161-184-2000 с наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием по ТУ 1390-001-67740692-2010.

В качестве альтернативы возможно применение труб стальных бесшовных повышенной эксплуатационной надежности из стали марки 13ХФА по ТУ 1317-006.1-593377520-2003 с наружным заводским двухслойным полиэтиленовым покрытием по ТУ 1390-001-67740692-2010.

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

Для строительства нефтегазопроводов используются детали (отводы, тройники, переходы) по ГОСТ 17380-2001 из стали, аналогичной основному трубопроводу с наружным двухслойным эпоксидным покрытием по ТУ 1390-001-52534308-2013.

Для защиты наружной зоны сварных соединений трубопровода проектными решениями предусмотрены изоляционные комплекты манжет термоусаживающихся в комплекте с замковой пластиной и эпоксидным праймером.

Защита проектируемого трубопровода от внутренней коррозии выполняется с помощью ингибитора коррозии. Подача ингибитора коррозии выполняется в начало проектируемого трубопровода на площадке скв. Р-156. Дозировка ингибитора коррозии уточняется в процессе эксплуатации по результатам измерения скорости коррозии. Для измерения скорости коррозии на проектируемом трубопроводе предусмотрены узлы для ввода в трубопровод образцов-свидетелей коррозии.

8.8 Тепловая изоляция трубопроводов

Для надземных участков трубопроводов предусматривается теплоизоляция согласно СП 61.13330.2010 матами минераловатными прошивными по ГОСТ 21880-94 в один слой: М1-100-1000.500.50. Покровный слой теплоизоляции – сталь тонколистовая оцинкованная шириной 0,71-1,8 м толщиной 0,8 мм по ГОСТ 14918-80*. Теплоизоляционный и покровный слои крепятся бандажами из оцинкованной ленты.

При переходе от надземной прокладки трубопровода к подземной теплоизоляция наносится на 0,5 м ниже поверхности земли. Подземные участки теплоизоляции покрываются лентой полимерной термоусаживающейся в 1 слой для гидроизоляции. Контроль качества и сплошности изоляционных покрытий выполняется согласно СП 86.13330.2011, ВСН 012-88.

8.9 Переходы трубопроводов через автомобильные дороги

Трасса проектируемого трубопровода пересекается с промышленными автодорогами.

Проектируемый трубопровод пересекает существующие промышленные автодороги IV, V категории с переходным типом покрытия (грунтовое). На пересечении с автомобильной дорогой проектируемый трубопровод прокладывается в защитном футляре.

Концы футляра при пресечении промышленных автодорог выводятся на 5 м от бровки земляного полотна, но не менее чем на 2 м от подошвы насыпи (п.10.4.3. СП 284.1325800.2016).

Под автомобильными дорогами трубопровод закладывается на глубину не менее 1,5 м от верха покрытия дороги до верхней образующей футляра.

Инв. № подл. 0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №					08/21-ТКР.ТЧ	Лист
								45
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док.		Подпись

Согласно п.10.4.2 СП 284.1325800.2016 угол пересечения с промышленными автомобильными дорогами без усовершенствованного покрытия принят не менее 60°.

Пересечение грунтовых дорог выполнено открытым способом. После проведения работ по прокладке трубопровода пересекаемые участки автодороги должны быть восстановлены.

При пересечении автомобильной дороги трубопроводы проложены подземно в защитных футлярах, диаметрами 325x10, 426x10, 530x10 (более чем на 200 мм больше диаметра трубопроводов). В качестве защитного футляра принята труба стальная электросварная по ГОСТ 10704-91. Для защиты от почвенной коррозии футляров, укладываемых открытым способом, предусмотрена изоляция усиленного типа внешней поверхности футляров. Конструкция, толщина наружного изоляционного покрытия, температура эксплуатации для изоляции усиленного типа футляра соответствуют требованиям ГОСТ 9.602-2016.

Состав изоляции: грунтовка (1 слой); лента «полилен» (2 слоя); обертка (1 слой).

Трубные плети в границах защитного футляра оснащаются опорно-центрирующими кольцами согласно п. 10.4.9 СП 284.1325800.2016, которые обеспечивают проектное положение трубопровода относительно кожуха, защищают трубопровод от механических повреждений при протаскивании в футляры и для обеспечения электрической изоляции трубопровода от футляра, препятствуя проникновению блуждающих токов между ними.

К установке приняты опорно-центрирующие кольца для подземных переходов. Расстояние между кольцами 2 м.

Концы защитных футляров имеют герметизирующие уплотнения из диэлектрического материала. Манжеты обжимаются стяжными хомутами по большому и малому диаметру - защитному футляру и трубопроводу. Хомуты и крепежные изделия поставляются в комплекте с манжетами. В проекте приняты герметизирующие манжеты ГМР типа II-A.

Указания по эксплуатации и монтажу представлены в технических условиях производителей применяемых изделий.

После окончания монтажных работ необходимо произвести проверку на отсутствие электрического контакта «трубопровод-футляр» путем измерения сопротивления мегомметром на напряжение 500 В. Сопротивление должно быть не менее 0,5 МОм.

В межтрубном пространстве не должно быть воды, земли и других включений, кроме воздуха.

В местах пересечений автодороги с проектируемым трубопроводом установить знаки «Остановка запрещена».

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	0001662	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	08/21-ТКР.ТЧ	Лист
																46

8.10 Пересечение трубопровода с линиями электропередач

Пересечение проектируемых трубопроводов с линиями электропередач выполняется в соответствии с ПУЭ Минэнерго России.

Земляные работы и работы с использованием грузоподъемной техники в охранной зоне ВЛ производить в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

Охранная зона ВЛ в зависимости от напряжения составляет:

- для ВЛ 6 кВ – 10 м;
- для ВЛ 35 кВ – 15 м;
- для ВЛ 110 кВ – 20 м.

Угол пересечения ВЛ 35 кВ и ниже с подземными коммуникациями не нормируется.

При пересечении, сближении и параллельном следовании трубопровода от заземлителя или подземной части опоры должно быть не менее 5 метров.

Согласно п.2.5.290 ПУЭ (издание 7) проектируемый трубопровод при пересечении с ВЛ на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения принят не ниже категории II.

8.11 Пересечения с трубопроводами и подземными коммуникациями

При пересечении с существующими трубопроводами проектируемые трубопроводы прокладываются в соответствии с требованиями п. 8 СП 284.1325800.2016.

Согласно п.п. 8.3. СП 284.1325800.2016, расстояние в свету между проектируемым трубопроводом и пересекаемым необходимо выдержать не менее 0,35м., а пересечение выполнить под углом не менее 60 градусов.

Укладку трубопровода в траншею производить методом протаскивания. Во избежание повреждения изоляции во время протаскивания проектируемый трубопровод зафутеровать деревянными рейками по 4,5 м в обе стороны от оси пересекаемого трубопровода, предварительно обернув его нетканым синтетическим материалом в 2 слоя, с целью защиты изоляционных покрытий трубы.

При пересечении строящегося трубопровода с существующим трубопроводом производство строительно-монтажных работ допускается при наличии письменного разрешения организации, эксплуатирующей этот трубопровод, и в присутствии ее представителя.

Земляные работы в месте пересечения производятся вручную по 2 м в обе стороны от оси пересечения.

Для проезда строительной техники через действующий трубопровод устраивается переезд.

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

8.12 Пересечения с водными объектами

Трассы проектируемых трубопроводов пересекают водные объекты.

Проектируемая трасса - Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2" на своем протяжении пересекает реку Тоньяха на ПК42+54.1 – ПК42+57.3. Ширина реки 3,2 м; глубина 1,0 м.

Проектируемая трасса - Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 – т.вр. К-6" на своем протяжении пересекает следующие водные объекты:

–озеро без названия (далее б/н) на ПК6+86.9 – ПК7+46.3. Ширина озера 59,4 м; глубина 1,5 м;

–реку Тоньяха на ПК13+47.9 – ПК13+51.6. Ширина реки 3,7 м; глубина 0,22 м;

–озеро б/н на ПК19+38.2 – ПК19+51.6. Ширина озера 13,4 м; глубина 0,13 м;

–озеро б/н на ПК23+50.5 – ПК23+64.9. Ширина озера 14,4 м; глубина 0,38 м.

Проектируемая трасса - Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155" на своем протяжении пересекает следующие водные препятствия:

–озеро б/н на ПК63+91.3 – ПК65+48.7. Ширина озера 157,4 м; глубина 2,48 м;

–озеро б/н на ПК66+6.6 – ПК66+53.4. Ширина озера 46,8 м; глубина 1,48 м.

Проектируемая трасса - Этап 4. "Трубопровод Р-156 – т.вр. К-8" на своем протяжении пересечений с водными препятствиями не имеет.

Согласно п.3.16 СП 284.1325800.2016 под **переходом трубопровода через водную преграду** подразумевается участок трубопровода в подводном или надземном (воздушном) исполнении, проложенный через реку или водоем шириной в межень по зеркалу воды более 10 и глубиной свыше 1,5 м или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины.

Прохождение трубопровода через водные объекты выполнено открытым траншейным способом, методом укладки в дно траншеи. Разработка и засыпка подводной траншеи в зимнее время производится одноковшовыми экскаваторами при промерзании воды до дна водного объекта со льда. При непромерзании воды до дна устраивают майну и траншею разрабатывают экскаватором с понтона. Майну устраивают путем нарезки льда боровыми машинами.

Прокладка подводного перехода трубопроводов через водные объекты предусматривается с заглублением в дно пересекаемой водной преграды. В соответствии с требованиями п.10.2.6 СП 284.1325800.2016 проектная отметка верха проектируемого трубопровода (футляра) на подводном переходе запроектирована с заглублением не менее 0,5 м от

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

ниже прогнозируемого предельного уровня размыва русла, с учетом возможных деформаций русла в течение 25 лет после окончания строительства перехода, но не менее 1 метра от естественных отметок дна водной преграды.

Согласно п. 891 Приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 N 534 " Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» участки подземных промысловых трубопроводов в местах пересечения рек прокладываются в защитных кожухах (футлярах) из стальных труб. Необходимость установки защитных кожухов в местах прокладки промысловых трубопроводов через ручьи, болота и озера устанавливается по согласованию с владельцами данных участков.

Мероприятия согласно п.9.2.2 СП 284.1325800.2016 по установке запорной арматуры с дистанционным управлением на переходах трубопроводов классов I и II (нефтегазопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и конденсатопроводов) через водные преграды в проекте не предусмотрены, так как проектируемые участки трубопроводов 2, 3, и 4 этапов (DN250, DN200 и DN100 соответственно) согласно п.5.3. СП 284.1325800.2016 относятся к III классу, а проектируемый участок трубопровода 1 этапа (DN300), относящийся ко II классу, имеет пересечение водного объекта (пересечение реки Тоньяха на ПК42+54.1 – ПК42+57.3, шириной в межень по зеркалу воды 3,2 м и глубиной 1,0 м) не попадающего согласно п.3.16 СП 284.1325800.2016 под термин «перехода трубопровода через водную преграду».

Участки перехода трубопровода через обводненные участки подвергаются предпусковой внутритрубной приборной диагностике (пункт 890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 №534).

8.13 Балластировка трубопроводов

В соответствии с требованиями п.10.2.12, п.10.3.6 СП 284.1325800.20016, гл. 12 СП 36.13330.2012 выполнен расчет трубопроводов на устойчивость против всплытия на заболоченных и обводненных участках. Расчет устойчивости положения трубопроводов против всплытия выполнен согласно СП 36.13330.2012 .

Под устойчивостью уложенного на затопляемых участках трубопровода подразумевается его способность сохранять неизменным положение на дне заполненной водой траншеи под действием внешних нагрузок. Для обеспечения устойчивого положения трубопровода необходимо, чтобы его вес под водой превышал выталкивающую силу (имел

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

отрицательную плавучесть).

Устойчивость положения (против всплытия) трубопровода, прокладываемого на обводненных участках трассы, должна проверяться по условию (п.12.4.6. СП 36.13330.2012):

$$Q_{act} \leq Q_{pas} / k_{н.в.}$$

где:

Q_{act} - суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом;

Q_{pas} - суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес).

$k_{н.в.}$ - коэффициент надежности устойчивого положения (согласно п.12.4.6. СП 36.13330.2012).

Результаты расчета сведены в таблицу 8.12

Таблица 8.12 - Расчет трубопровода против всплытия

$D_n \times \delta$ мм	Расчетный вес Q_{pas} , Н/м	Выталкивающая сила, Q_{act} Н/м	Плавучесть
114x8	210,5	106,5	Отрицательная
219x8	403,4	383,5	Отрицательная
273x8	502,6	592,8	Положительная
325x8	598,1	837,2	Положительная

Выталкивающая сила воды принята без учета растворенных в ней солей. В поверхностной воде количество солей настолько мало, примерно 0,001 кг/л, что не влияет на расчет.

При пересечениях обводненных участков, предусмотрены балластирующие устройства:

- из расчёта видно, что трубы диаметрами 273x8 и 325x8 имеют положительную плавучесть и требует утяжеления.

Приняты в проекте утяжелители для балластировки труб на обводненных участках представлены в таблице 8.13.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	0001662

						08/21-ТКР.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата		50

Таблица 8.13 Технические показатели утяжелителей

Марка утяжелителя	Диаметр балласт. трубопровода, мм	Масса утяжелителя, кг	Расстояние между центрами пригрузов, м	Участок трубопровода, подверженный балластировке
Утяжелитель текстильный КТ-300	273	700	11,68	Места пересечений болот II и III типов
Утяжелитель бетонный УБКм 273-4 (установка по 2 шт. на одно место)		680 (2 шт.)	10,64	Места пересечений рек и озер
Утяжелитель текстильный КТ-300	325	700	5,42	Места пересечений болот II и III типов
Утяжелитель бетонный УБКм 325-9		740	6,53	Места пересечений рек и озер

8.14 Опасные участки

В соответствии с требованиями п. 890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 в составе проектируемого трубопровода определены опасные участки - пересечения с водными преградами, автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями. При выполнении пересечений на опасных участках, как и для всего трубопровода, предусмотрены меры безопасности, снижающие риск аварии.

Для всех участков проектируемых трубопроводов предусмотрены:

- увеличенная толщина стенки по сравнению с расчетной.
- дозирование ингибитора коррозии от блока дозирования реагента, установленного на площадке скв. Р-156;
- проведение предпусковой внутритрубной приборной предпусковой диагностики.
- Повышение категория трубопровода на опасных участках;
- 100% радиографический контроль сварных стыков.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	0001662

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

08/21-ТКР.ТЧ

Лист

51

Таблица 8.14.1 Мероприятия по обеспечению безопасности опасных участков на пересечениях с коммуникациями (Часть 1).

Местоположение точки пересечения		Наименование перехода	Диаметр трубопровода, кабеля	Глубина заложения или провис, м	Мероприятия по обеспечению безопасности
ПК	+				
Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2"					
<i>Пересечения с надземными коммуникациями</i>					
0	76,2	ВЛ 6кВ	3пр.	8,4	- Повышенная категория участка (II) в месте пересечения и на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения; - Давление испытания на первом этапе 1,5хР раб; - 100% радиографический контроль сварных стыков.
23	22,9	ВЛ 6кВ	3пр.	8,5	
23	55,0	ВЛ 6кВ	3пр.	8,6	
28	37,0	ВЛ 6кВ	3пр.	8,3	
28	49,8	ВЛ 6кВ	3пр.	8,4	
44	10,5	ВЛ 6кВ	3пр.	8,3	
44	18,8	ВЛ 6кВ	3пр.	8,4	
<i>Пересечения с подземными коммуникациями</i>					
22	46,3	Газопровод	Ст.89	1,0	- Повышенная категория участка (II) в месте пересечения и в пределах 20 м по обе стороны пересекемой коммуникации; - Давление испытания на первом этапе 1,5хР раб; - 100% радиографический контроль сварных стыков; - проведение предпусковой приборной диагностики Проектом предусмотрен демонтаж недействующего трубопровода
22	77,5	Газопровод	Ст.325	1,0	
22	78,3	1 каб.0,4кВ	-	1,0	
23	37,7	Нефтебор «ЦПС ВТСМ-НПС «Пур-Пе»	Ст.426	1,0	
23	62,8	1 каб.0,4кВ	-	1,0	
23	64,2	Газопровод ПЭГ	ПЭГ-200	1,5	
34	88,9	Нефтебор недействующий	Ст.159	1,5	
36	10,2	Нефтебор недействующий	Ст.159	1,5	
36	90,9	Нефтебор недействующий	Ст.159	1,56	
44	19,6	Нефтебор недействующий	Ст.159	1,5	
62	83,6	Газопровод ПЭГ	ПЭГ-200	1,2	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Инд. № подл.	0001662				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

08/21-ТКР.ТЧ

Лист

52

Таблица 8.14.2 Мероприятия по обеспечению безопасности опасных участков на пресечениях с коммуникациями (Часть 2).

Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 – т.вр. К-6"					
<i>Пересечения с надземными коммуникациями</i>					
0	31,9	ВЛ 6кВ	3пр.	8,6	- Повышенная категория участка (II) в месте пересечения и на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения;
44	60,6	ВЛ 6кВ	3пр.	8,2	- Давление испытания на первом этапе 1,5хР раб; - 100% радиографический контроль сварных стыков.
<i>Пересечения с подземными коммуникациями</i>					
40	17,3	Газопровод	Ст.219	0,8	- Повышенная категория участка (II) в месте пересечения и в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации;
45	77,2	Газопровод	Ст.219	0,8	- Давление испытания на первом этапе 1,5хР раб; - 100% радиографический контроль сварных стыков; - проведение предпусковой приборной диагностики
Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155"					
<i>Пересечения с надземными коммуникациями</i>					
0	41,6	ВЛ 6кВ	3пр.	8,1	- Повышенная категория участка (II) в месте пересечения и на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения;
9	79,5	ВЛ 6кВ	3пр.	8,5	- Давление испытания на первом этапе 1,5хР раб;
35	38,2	ВЛ 10кВ	3пр.	8,3	- 100% радиографический контроль сварных стыков.
<i>Пересечения с подземными коммуникациями</i>					
35	73,9	Газопровод	Ст.219	0,8	- Повышенная категория участка (II) в месте пересечения и в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации;
76	54,5	Напорный нефтепровод	Ст.273	1,0	- Давление испытания на первом этапе 1,5хР раб; - 100% радиографический контроль сварных стыков; - проведение предпусковой приборной диагностики
Этап 4. "Трубопровод Р-156 – т.вр. К-8"					
<i>Пересечения с надземными коммуникациями</i>					
19	61,6	ВЛ 6кВ Ф1	3пр.	8,3	- Повышенная категория участка (II) в месте пересечения и на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения;
20	20,0	ВЛ 6кВ Ф1	3пр.	8,2	- Давление испытания на первом этапе 1,5хР раб;
20	43,0	ВЛ 6кВ Ф1	3пр.	8,3	- 100% радиографический контроль сварных стыков.
<i>Пересечения с подземными коммуникациями</i>					
19	68,5	Нефтеcбор недействующий	Ст.114	1,2	Проектом предусмотрен демонтаж недействующего трубопровода

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата
Индв. № подл.	0001662				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

08/21-ТКР.ТЧ

Лист

53

Таблица 8.15. Мероприятия по обеспечению безопасности опасных участков на пресечениях с автодорогами

Положение пересечения				Наименование дороги	Угол пересечения, градусы	Мероприятия по обеспечению безопасности
начало		конец				
ПК	+	ПК	+			
Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2"						
22	25,5	22	38,4	а/дорога на КС-1	73°	<ul style="list-style-type: none"> - Давление испытания на первом этапе 1,5хР раб; - 100% радиографический контроль сварных стыков; - Прокладка в защитном футляре с выводом концов футляра на 5 м от бровки земляного полотна, но не менее чем на 2 м от подошвы насыпи
31	63,5	31	85,4	а/дорога на КГС-1	81°	
36	63,4	36	79,5	а/дорога Пурпе – ДНС-1	63°	
44	35,4	44	45,2	а/дорога на Пурпе	68°	
45	39,6	45	54,6	а/дорога на КГС-3	87°	
Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 – т.вр. К-6"						
45	86,4	45	94,7	а/дорога К6 - УЗ	69°	<ul style="list-style-type: none"> - Давление испытания на первом этапе 1,5хР раб; - 100% радиографический контроль сварных стыков; - Прокладка в защитном футляре с выводом концов футляра на 5 м от бровки земляного полотна, но не менее чем на
Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155"						
15	93,0	16	5,4	а/дорога на К8	60°	<ul style="list-style-type: none"> - Давление испытания на первом этапе 1,5хР раб; - 100% радиографический контроль сварных стыков; - Прокладка в защитном футляре с выводом концов футляра на 5 м от бровки земляного полотна, но не менее чем на
35	11,6	35	29,9	а/дорога К8 – К6	60°	
75	97,3	76	26,2	а/дорога К8 – К11	82°	
84	64,5	84	74,0	а/дорога на Р-155	84°	
Этап 4. "Трубопровод Р-156 – т.вр. К-8"						
19	42,2	19	51,3	а/дорога на Р-156	89°	<ul style="list-style-type: none"> - Давление испытания на первом этапе 1,5хР раб; - 100% радиографический контроль сварных стыков; - Прокладка в защитном футляре с выводом концов футляра на 5 м от бровки земляного полотна, но не менее чем на

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	0001662

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

08/21-ТКР.ТЧ

Лист

54

Таблица 8.16. Мероприятия по обеспечению безопасности опасных участков при пересечении водных преград

Положение пересечения				Название водного объекта	Ширина, м	Глубина, м	Мероприятия по обеспечению безопасности
начало		конец					
ПК	+	ПК	+				
Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2"							
42	54,1	42	57,3	Река Тоньяха	3,2	1,0	- Повышенная категория участка (II); - Давление испытания на первом этапе 1,25xP раб; - 100% радиографический контроль сварных стыков; - Прокладка в защитном футляре Ø530x10, L=17м; - предпусковая внутритрубная приборная диагностика
Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 – т.вр. К-6"							
6	86,9	7	46,3	Озеро б/н	59,4	1,5	- Повышенная категория участка (II); - 100% радиографический контроль сварных стыков; - предпусковая внутритрубная приборная диагностика
13	47,9	13	51,6	Река Тоньяха	3,7	0,22	- Повышенная категория участка (II); - Давление испытания на первом этапе 1,25xP раб; - 100% радиографический контроль сварных стыков; - Прокладка в защитном футляре Ø530x10, L=17м; - предпусковая внутритрубная приборная диагностика
19	38,2	19	51,6	Озеро б/н	13,4	0,13	- Повышенная категория участка (II); - 100% радиографический контроль сварных стыков;
23	50,5	23	64,9	Озеро б/н	14,4	0,38	- предпусковая внутритрубная приборная диагностика
Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155"							
63	91,3	65	48,7	Озеро б/н	157,4	2,48	- Повышенная категория участка (II); - 100% радиографический контроль сварных стыков;
66	6,6	66	53,4	Озеро б/н	46,8	1,48	- предпусковая внутритрубная приборная диагностика
Этап 4. "Трубопровод Р-156 – т.вр. К-8"							
Пересечения с водными объектами отсутствуют							

8.15 Контроль сварных соединений, испытание трубопроводов

С целью повышения качества сварочных работ при монтаже трубопроводов должен быть организован эффективный контроль качества сборочно-сварочных работ. Специалисты, осуществляющие визуальный и измерительный контроль должны быть аттестованы.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

08/21-ТКР.ТЧ

Лист

55

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.
0001662

ваны в соответствии с «Правилами аттестации и основные требования к лабораториям неразрушающего контроля» (СДАНК-01-2020) и «Правилами аттестации персонала в области неразрушающего контроля» (СДАНК-02-2020).

Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов должен производиться путем: систематического операционного контроля; механических испытаний образцов, вырезанных из пробных стыков; проверки сплошности стыков с выявлением внутренних дефектов одним из неразрушающих методов контроля, а также последующих гидравлических испытаний.

Операционный контроль предусматривает проверку состояния сварочных материалов, качества подготовки концов труб и деталей трубопроводов, точности сборочных операций, выполнения заданного режима сварки. Внешнему осмотру и измерениям подлежат все сварные соединения после их очистки от шлама, окалины, брызг металла и загрязнений на ширине не менее 20 мм по обе стороны от шва. Сварные швы не должны иметь трещин, прожогов, кратеров, грубой чешуйчатости, подрезов глубиной более 0,5 мм.

Контроль сварных соединений стальных технологических трубопроводов следует производить после устранения дефектов, выявленных внешним осмотром и измерениями ультразвуковым методом согласно требованиям Руководства и РД 03-606-03. Контролю подвергаются наихудшие по результатам внешнего осмотра сварные швы по всему периметру трубы.

При получении неудовлетворительных результатов контроля ультразвуковым методом хоть одного стыка производят контроль удвоенного количества стыков, выполненного данным сварщиком. При неудовлетворительных результатах повторного контроля производят контроль 100 % стыков.

Оценку качества сварных соединений по результатам контроля следует проводить по бальной системе. Суммарный балл качества сварного соединения определяется сложением наибольших баллов, полученных при отдельной оценке качества соединений по плоскостным и объемным дефектам согласно Руководству.

Сварные стыки участков линейных трубопроводов подлежат 100 % контролю физическими методами. Проектной документацией в качестве основного метода контроля сварных стыков предусмотрен радиографический контроль согласно ГОСТ 7512-82. По согласованию возможно применение ультразвукового контроля по ГОСТ Р 55724-2013.

Объемы контроля сварных стыков неразрушающими методами на линейной части трубопроводов приняты согласно СП 284.1325800.2016 п.19.8 и занесены в таблицу 8.17.

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

Таблица 8.17 – Контроль сварных соединений линейных трубопроводов

Характеристика участка трубопровода	Категория участка нефтегазопровода	Контроль стыков, %
Пересечения с воздушными линиями электропередачи и на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения	III	100
Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтегазопроводами, конденсатопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами и т.п.) в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	II	100
Узлы линейной запорной арматуры (включая участки по 15 м в каждую сторону от границ узла)	II	100
Участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10 % обеспеченности	II	100
Переходы через болота II-го типа	II	
Переходы через болота III-го типа	II	100
Переходы через внутренние площадочные автомобильные дороги промышленных предприятий	III	100
Остальные участки кроме указанных выше	III	100

Контроль сварочных материалов осуществляется работниками специализированной службы входного контроля или комиссией, в состав которой входят представители монтажной организации, сварочной службы отдела снабжения (раздел 5 ВСН 012-88).

При производстве сварочных работ необходимо производить:

- проверку квалификации сварщиков;
- исходных материалов и труб;
- систематический операционный (технологический контроль), осуществляемый в процессе сборки и сварки;
- визуальный контроль и обмер готовых сварных соединений;
- 100 % контроль сварных швов физическими методами. Гарантийные стыки дополнительно подвергаются контролю ультразвуковым методом;
- проверку соответствия технологии сварки требованиям нормативных документов;
- проверка наличия клейма сварщика на каждом стыке.

Оценка состояния защитных покрытий осуществляется в процессе приемке сооружаемых трубопроводов в эксплуатацию в соответствии с требованиями и методиками, изложенными в СП 284.1325800.2016.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	0001662	Взам. инв. №	Подп. и дата	08/21-ТКР.ТЧ	Лист
										57

8.16 Очистка полости и испытание трубопроводов

После завершения строительного-монтажных работ в полном объеме, перед вводом в действие трубопроводы подвергаются очистке полости в соответствии с ВСН 005-88 и испытанию на прочность и герметичность гидравлическим способом согласно п.899 Приказа Ростехнадзора от 15.12.2020 г. N 534; гл. 24 СП 284.1325800.2016.

Работы по очистке полости и испытанию трубопровода производятся в соответствии с требованиями специальной инструкции, которая составляется строительного-монтажной организацией и согласовывается с Заказчиком и с проектной организацией применительно к каждому конкретному объекту.

Специальная инструкция утверждается председателем комиссии и направляется на исполнение всем участникам процесса испытаний. При составлении инструкции учитываются соответствующие требования, изложенные СП 284.1325800.2016.

Очистку полости трубопровода производят поэтапно. На стадии производства сварочно-монтажных работ через каждую трубу (секцию) протягивают очистное устройство, оснащенное гибкой манжетой.

В проекте предусмотрен основной способ очистки смонтированного трубопроводов - промывка водой.

Согласно п. 902 и приложения 7 (табл.1) Приказа от 15.12.2020 г. № 534 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" перед началом продувки и испытания трубопровода воздухом должны быть определены и обозначены знаками опасные зоны, в которых запрещено находиться людям во время указанных работ (таблица 8.18).

Таблица 8.18 - Зоны безопасности при очистке и испытании трубопроводов воздухом

Условный диаметр трубопровода	Радиус опасной зоны при очистке полости в обе стороны от трубопровода, м	Радиус опасной зоны при очистке полости в направлении вылета ерша или поршня, м	Радиус опасной зоны при испытании в обе стороны от трубопровода, м
до DN 300 включительно	40	600	100

Согласно п. 903 и приложения 7 (табл.2) Приказа от 15.12.2020 г. № 534 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" при гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний должны быть установлены опасные зоны (таблица 8.19) и обозначены на местности предупредительными знаками.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	0001662

						08/21-ТКР.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата		58

Вода для испытаний и промывки проектируемых трубопроводов в период строительства берется из системы ППД, а затем отработанную воду автотранспортом вывозят на очистные сооружения ДНС.

Для гидравлического испытания возможно применение минерализованных подземных вод, с пониженной температурой замерзания. Для трубопроводов диаметром до 219 мм при отрицательных температурах применяются жидкости, с пониженной температурой замерзания (антифризы). Использованный антифриз следует утилизировать.

Таблица 8.19- Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов

Условный диаметр трубопровода	Радиус опасной зоны при давлении испытания до 82,5 кгс/см ² в обе стороны от оси трубопровода,	Радиус опасной зоны при давлении испытания до 82,5 кгс/см ² в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м	Радиус опасной зоны при давлении испытания свыше 82,5 кгс/см ² в обе стороны от оси трубопровода, м	Радиус опасной зоны при давлении испытания свыше 82,5 кгс/см ² в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м
DN 100-300 включительно	75	600	100	900

Все виды очистки трубопроводов сопровождаются соответствующими записями в журналах.

Испытание трубопроводов на прочность и плотность проводится одновременно.

Давление испытания трубопроводов определено в зависимости от рабочего давления в трубопроводах. Испытания трубопроводов следует производить в дневное время.

Рабочее давление для нефтегазопровода составляет 4,0 МПа.

Испытание трубопровода и его участков производится в два этапа. Сначала испытываются участки трубопровода после укладки на узлах запорной арматуры, участках пересечения с автодорогами, ВЛ, подземными коммуникациями, затем производится испытание всего подготовленного к эксплуатации трубопровода. Давление, способ и продолжительность испытания на прочность для участков трубопроводов описаны в таблице 8.20.

Проверку на герметичность участка трубопровода или трубопровода в целом производят после испытания на прочность и путем снижения испытательного давления до максимального рабочего P_{раб}. Продолжительность испытания на герметичность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

Перед испытанием трубопровода необходимо произвести предварительное испытание узлов запорной арматуры.

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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.
0001662

08/21-ТКР.ТЧ

Лист

59

Испытание на прочность и герметичность должно осуществляться комиссией с участием представителей заказчика и генерального подрядчика. По согласованию с Заказчиком может применяться пневматический способ испытания в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 табл.30 и п.24.15, п.24.30.

Запрещено испытание пневматическим способом на первом этапе для следующих участков:

- пересечения с подземными коммуникациями;
- пересечения с воздушными линиями электропередачи высокого напряжения;
- узлы подключения трубопровода к межпромысловому коллектору;
- узлы линейной запорной арматуры;
- автомобильные дороги общего пользования категорий VI, V.

Проверку на герметичность необходимо произвести после испытания на прочность и снижения давления до максимального рабочего и его выдержки в течение времени необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 час.

Испытание на герметичность производится при давлении $P_{исп} = 4,0$ МПа.

При испытании трубопроводов на прочность и их проверке на герметичность места утечек необходимо определять следующими методами:

- визуальным;
- акустическим;
- по запаху (при пневматическом способе испытания);
- по падению давления на испытываемом участке;
- газоаналитическим (течеискателями горючих газов, при пневматическом способе испытания).

При обнаружении утечек трубопровод подлежит ремонту и повторной проверке на герметичность.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на герметичность, если за время проверки давление осталось неизменным и не обнаружены утечки.

Инв. № подл. 0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №					08/21-ТКР.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док.		Подпись

Таблица 8.20 - Испытания трубопроводов по участкам

Характеристика участка трубопровода	Категория участка согласно табл.2 СП 284.1325800.2 016	Этап испытания	Давление испытания, МПа	Продолжительность испытания, ч	Объем контроля сварных соединений, %
Пересечения с воздушными линиями электропередачи и на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения	II	I - после укладки II - одновременно с прилегающими участками трубопровода	6,0 5,0	6 12	100 радиографическим методом*
Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтегазопроводами, конденсатопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами и т.п.) в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	II	I - до укладки II - одновременно с прилегающими участками трубопровода	6,0 4,4	6 12	100 радиографическим методом*
Узлы линейной запорной арматуры (включая участки по 15 м в каждую сторону от границ узла)	II	I - до укладки II - одновременно с прилегающими участками трубопровода	5,0 4,4	6 12	100 радиографическим методом*
Участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10 % обеспеченности	II	I - после укладки II - одновременно с прилегающими участками трубопровода	5,0 5,0	12 12	100 радиографическим методом*
Переходы через болота II-го типа	II	Одновременно с прилегающими участками трубопровода	4,4	12	100 радиографическим методом*
Переходы через болота III-го типа	II	I - после укладки II - одновременно с прилегающими участками трубопровода	5,0 4,0	12 12	100 радиографическим методом*
Переходы через внутренние площадочные автомобильные дороги промышленных предприятий	III	I - после укладки II - одновременно с прилегающими участками трубопровода	6,0 4,4	6 12	100 радиографическим методом*
Остальные участки кроме указанных выше	III	Испытание в один этап одновременно с испытанием трубопровода	4,4	12	100 радиографическим методом*
* По согласованию с Заказчиком возможна частичная замена метода испытаний на ультразвуковой в объеме 25 % радиографическим методом, 75 % ультразвуковым методом.					

8.17 Опознавательные знаки

На трассе трубопровода предусматривается установка линейных опознавательных знаков (щитов-указателей) высотой 1,5-2 м (изготавливаются в соответствии с чертежом). Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более чем через 500 м, а также дополнительно на углах поворота трассы, на всех пересечениях с искусственными и естественными преградами (согласно п.955, 957 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534, п.9.3.12 СП 284.1325800.2016), в начале и конце установки защитного футляра.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	0001662

										Лист
										61
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

08/21-ТКР.ТЧ

Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения продукта перпендикулярно трубопроводу на расстоянии 1 м от оси трубопровода.

Установка знаков в грунт должна осуществляться в заранее пробуренные скважины глубиной 2 м (ниже глубины промерзания для исключения сил морозного пучения) диаметром Ø250 мм. Крепление столба в скважине осуществляется насыпным грунтом: мелким песком с послойной утрамбовкой через 25-30 см.

Размер знаков принят 350x450 мм.

Металлоконструкции, соприкасающиеся с грунтом, окрасить эмалью ЭП-773 ГОСТ 23143-83.

Металлоконструкции, расположенные выше планировочной отметки земли, окрасить масляной краской по ГОСТ 8292-85* по грунту ГФ-021 ГОСТ 25129-82* за два раза.

На опознавательных знаках информацию наносить из самоклеющейся пленки ORACAL 551.

В соответствии с п.956 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534, опознавательный знак должен содержать информацию о назначении, наименовании промыслового трубопровода, его местоположении (километре и пикете трассы), давлении в трубопроводе и его диаметре, величине охранной зоны, должна быть указана информация об эксплуатирующей организации (телефон, адрес).

Установку опознавательных знаков необходимо оформить совместным актом предприятия, эксплуатирующего трубопровод и землепользователя.

Для исключения возможности повреждения трубопровода проектом предусматривается охранная зона вдоль трассы трубопровода, согласно «Правилам охраны магистральных трубопроводов».

Охранная зона трубопроводов составляет 25 метров от оси трубопровода с каждой стороны. В охранных зонах запрещается производить всякого рода действия, способные нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов.

8.18 Технические решения по диагностике трубопроводов

В процессе эксплуатации и при ремонтах трубопровода необходимо проводить диагностику его технического состояния.

Диагностические обследования трубопровода проводит служба контроля, структурно выделенная в лабораторию дефектоскопии, участок, группу или отдел технического контроля при базе производственного обслуживания (БПО), или привлекаемая со стороны.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	0001662	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм. № подл.	0001662	08/21-ТКР.ТЧ	Лист
												62

Периодичность диагностики устанавливается в зависимости от местных условий, сложности рельефа и условий пролегания трассы, а также экономической целесообразности и приурочивается к ревизии участков трубопровода, но она не должна быть реже одного раза:

- в 2 года – для участков трубопроводов II категории;
- в 4 года – для трубопроводов III категории.

Срок последующего контроля должен уточняться в зависимости от результатов предыдущего контроля.

Для предотвращения и прогнозирования аварий обязательным условием является выполнение диагностики технического состояния трубопроводов.

- Обзорные наблюдения – регулярный осмотр трассы обходчиками путем обхода или объезда трассы трубопровода, авиационное патрулирование с использованием вертолетов, оснащенных аппаратурой дистанционного обнаружения утечек нефти.
- Периодический диагностический контроль всей трассы различными методами с целью определения мест возможного возникновения отказов и углубленный контроль выявленных потенциально опасных мест.

Наблюдения и контроль выполняются в летне-осенний период.

Техническая диагностика

Вид и объем диагностики трубопровода определяет техническая служба в зависимости от аварийности и металлографического исследования аварийных образцов. Периодичность диагностики устанавливается руководством в зависимости от местных условий, сложности рельефа и условий пролегания трассы, а также экономической целесообразности и приурочивается к ревизии участков трубопроводов, но она не должна быть реже одного раза в два года – для участков трубопровода II категории. Срок последующего контроля должен уточняться в зависимости от результатов предыдущего контроля.

Техническая диагностика включает в себя оценку технического состояния трубопровода с помощью средств неразрушающего контроля: визуально-измерительного, ультразвукового, радиографического, акустического, проникающими веществами, вихретокового и др..

В состав технической диагностики входят следующие виды контроля:

- состояние наружного изоляционного покрытия согласно ГОСТ Р51164-98, ГОСТ 9.602-2016 (визуальный, контроль адгезии покрытия);
- ультразвуковой контроль толщины стенки труб, арматуры и деталей трубопровода;

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

- контроль состояния сварных швов (визуальный, ультразвуковой, магнитно-порошковый, капиллярный);
- контроль состояния наружной поверхности труб, арматуры, деталей трубопроводов и опорных конструкций (визуально).

При проведении технической диагностики контроль осуществляется на открытых участках трубопровода, а на участках подземной прокладки – в специально разрабатываемых шурфах.

В случае обнаружения опасных дефектов (уменьшение толщины стенки, коррозионные повреждения и т. п.) производится дополнительный контроль в обе стороны от обнаруженного дефекта для выявления границ опасного участка.

Результаты технической диагностики оформляются, соответствующими документами и заносятся в паспорт трубопровода.

По результатам проведенного контроля технического состояния трубопровода разрабатывается график текущих и капитального ремонтов трубопровода, а также корректируется периодичность и объемы по проведению очередного контроля технического состояния.

Предпусковая диагностика

В соответствии с требованием нормативных документов (Приказ N 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» п.890) - участки проектируемых трубопроводов на пересечении с существующими трубопроводами, автодорогами, водными преградами подвергаются внутритрубной послемонтажной предпусковой диагностике с целью тестирования качества определенного участка построенных трубопроводов.

Проведение внутритрубной диагностики особо ответственных участков трубопроводов может быть осуществлено любыми сертифицированными и допущенными к применению диагностическими средствами, обеспечивающими выявление дефектов, оценку формы дефектов, их ориентации и взаимное расположение.

При этом выявляются коррозионные, термические и усталостные трещины, каверны, язвы, потеря металла, покрытие, непровары сварных швов.

Проведение внутритрубной диагностики может быть осуществлено внутритрубным магнитным дефектоскопом.

При наружном диагностировании технического состояния трубопровода может использоваться ультразвуковая измерительная установка, магнитопорошковый дефектоскоп, ультразвуковой дефектоскоп и т.д.

Изн. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

Ревизия

В соответствии с п.959 Приказ N 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», периодичность ревизии устанавливается руководством предприятия заказчика в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии, но не реже 1 раза в 8 лет.

Первую ревизию для вновь введенных промысловых трубопроводов проводят не позднее чем через год после ввода в эксплуатацию.

При ревизии нефтегазопроводов необходимо выполнить:

- визуальное обследование трассы, всех естественных и искусственных преград с привязкой к пикетам трассы;

- определение глубины залегания нефтегазопроводов;

- определение мест проведения неразрушающего контроля (не менее двух участков на 1 км; для нефтегазопроводов протяженностью менее 500 м провести не менее двух шурфов на объект). Участки выбираются в наиболее опасных местах: оголениях, застойных зонах (тупиковых и временно не работающих участках), в местах, где изменяется направление потока (отводы, переходы, тройники, врезки), узлах запорной арматуры. При необходимости производится шурфование. Размеры шурфов должны обеспечивать полный доступ к нефтегазопроводу по всей его поверхности, включая нижнюю образующую, на протяжении не менее 1 м;

- привязку мест неразрушающего контроля к пикетам трассы (в целях мониторинга изменения толщины стенки нефтегазопроводов при следующих ревизиях использовать места с прежними координатами пикета трассы);

- определение технического состояния технических устройств;

- определение диаметра нефтегазопроводов;

- визуальный осмотр наружного защитного (антикоррозионного) покрытия (определение наличия (отсутствия) наружных механических и коррозионных повреждений, измерение геометрических параметров обнаруженных повреждений с помощью измерительных инструментов (линейка, шаблон сварщика);

- ультразвуковую толщинометрию стенки нефтегазопроводов или внутритрубную диагностику;

- определение целостности защитного покрытия в местах контроля (если нефтегазопровод имеет заводскую изоляцию, необходимо рассмотреть возможность контроля толщины стенки приборами, позволяющими выполнять измерения через слой изоляции);

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

- ультразвуковой (рентгенографический) контроль качества сварных соединений при подозрении на дефекты сварного шва по результатам ВИК;
- определение наличия или отсутствия блуждающих токов;
- определение мест повреждений изоляции;
- обследование участков пересечений нефтегазопроводов с естественными и искусственными преградами в пределах охранной зоны, в том числе с магистральными нефтепроводами и газопроводами;
- определение отбраковочной толщины стенки нефтегазопроводов;
- определение скорости коррозионно-эрозионного износа и расчет скорости коррозии.

На основании результатов ревизии составляется акт о техническом состоянии трубопровода и прикладывается к паспорту трубопровода.

При обнаружении опасных дефектов на нефтегазопроводах, которые приводят к разгерметизации нефтегазопроводов, эксплуатирующая организация должна незамедлительно принять меры по их устранению (п. 965 . Приказа от 15.12.2020 г. № 534 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности").

Обнаруженные при ревизии дефекты должны быть устранены в соответствии с мероприятиями, утверждаемыми техническим руководителем эксплуатирующей организации согласно п. 966 Приказа от 15.12.2020 г. № 534 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

Инв. № подл. 0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №					08/21-ТКР.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док.		Подпись

9. ЧИСЛЕННОСТЬ И ПРОФЕССИОНАЛЬНО - КВАЛИФИКАЦИОННЫЙ СОСТАВ ПЕРСОНАЛА, ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

Эксплуатация проектируемых объектов ведется силами ООО «Пурнефть». Общее управление и руководство производственно-хозяйственной деятельностью осуществляет Начальник промысла, который управляет производством.

Обслуживание линейных объектов производится существующим персоналом - обходчиками линейными. Во время выездных обслуживающих, ремонтных, обходных или иных работ на территории расположения линейных трубопроводов и узлов запорной арматуры для организации бытового обслуживания работающих, обеспечения временно обслуживающего персонала пунктом обогрева и уборной предусмотрено использование мобильного фургон-модуля на базе вездехода с колесной формулой 6х6, имеющего в своем составе: место отдыха (обогрева), санитарный блок (туалет), устройства питьевого назначения, блок для инструмента (под фургоном). Фургон-модуль оборудован автономным дизельным отопителем и емкостью под воду. Мобильный фургон-модуль размещается на расстоянии не более 150 м от временно-рабочих мест.

Осмотр трубопроводов должен осуществляться путем обхода или объезда в зависимости от местных условий, времени года и срока эксплуатации в соответствии с графиком наружных осмотров нефтепромысловых трубопроводов.

Управление технологическими процессами транспорта нефти и воды осуществляется оператором пульта управления, который находится в диспетчерском пункте.

К самостоятельной работе допускаются лица не моложе 18 лет, получившие профессиональное образование и имеющие соответствующий документ о присвоенной профессии. При поступлении на работу работник проходит обязательный медицинский осмотр

Аттестацию сварщиков перед допуском их к сварке трубопроводов следует осуществлять в соответствии с «Положением об аттестации электросварщиков».

Работники, ответственные за содержание трубопровода, должны знать: закрепленный участок трассы однопоточного или многопоточного трубопровода, расположение сооружений на нем, запорной арматуры; правила технической эксплуатации промысловых трубопроводов; порядок пользования средствами связи и сигнализации; устройство и назначение контрольно-измерительных приборов; конструкцию и обслуживание кранов и задвижек на своем участке; правила наблюдения за полосой отвода и охранной зоной; основы слесарного дела; физические и химические свойства перекачиваемого продукта.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	0001662	Взам. инв. №	Подп. и дата	Лист

Численность обслуживающего и ремонтного персонала определяется с учетом действующих отраслевых нормативов численности работающих, норм обслуживания запроектированных объектов в автоматическом режиме с учетом оснащения производства современной техникой, использования автоматизации и микропроцессорной техники и диспетчеризации, позволяющей уменьшить контроль за ведением технологического процесса и сократить время на записи в вахтовом журнале, а так же с учетом нормативных требований по организации труда и отдыха трудящихся.

Численность работников по зонам обслуживания приведена в таблице 9.1.

Проектируемый трубопровод будут обслуживать специалисты, прошедшие курс обучения и специальный инструктаж и имеющие допуск для производства работ.

Мелкий, несложный ремонт оборудования производится непосредственно на месте эксплуатации. Сложный ремонт должен производиться специалистами на специализированных предприятиях.

Таблица 9.1. Численность обслуживающего персонала

Зона обслуживания	Профессия (должность)	Численность явочная	
		1 смена	2 смена
Обслуживание нефтегазопроводов	Обходчик линейный	1	2
Итого:		4	

Режим работы круглосуточный, вахтовый. У линейных обходчиков преобладает график работы односменный по 12 часов в день при пятидневной рабочей неделе, у остальных работников – 2-х сменный по 12 часов в день, затем 2 дня выходных. При этом продолжительность рабочего времени за учетный период не превышает нормального числа рабочих часов (40-часовая рабочая неделя), установленных Российским законодательством.

От рабочих требуется значительный опыт и квалификация для выполнения работы. Вследствие этого, к работе целесообразно привлекать кадры, имеющие высокие разряды, регламентированные для данных специальностей. Перечень основных квалификационных характеристик рабочего места приведен в таблице 9.2.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	0001662	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	08/21-ТКР.ТЧ	Лист
																68

Таблица 9.2. Перечень основных квалификационных характеристик рабочего места

Наименование профессии (в соответствии с ОК 016-94)	Должностные обязанности и характеристики
Обходчик линейный	<p>Характеристика работ. Обход и обслуживание однониточного или многониточного участка трубопровода, запорной арматуры, линий связи и других имеющихся на нем сооружений. При обнаружении утечек нефтепродуктов, повреждений, различных нарушений в полосе отвода и в охранной зоне немедленное сообщение в районные управления или на перекачивающую станцию. Рытье шурфов, вырубка кустарников и покос травы в полосе отвода, поправка береговых укреплений, одерновки, плетневых клеток, каменной наброски. Производство текущего ремонта сооружений на трассе. Обслуживание закрепленного транспорта и ответственность за его сохранность. Ведение записей в журнале обходчика линейного. Ремонт линий связи. Уход за аппаратурой дистанционного контроля давления в трубопроводах.</p> <p>Должен знать: закрепленный участок трассы однониточного или многониточного трубопровода, расположение сооружений на нем, запорной арматуры; правила технической эксплуатации промышленных трубопроводов; порядок пользования средствами связи и сигнализации; устройство и назначение контрольно-измерительных приборов; конструкцию и обслуживание кранов и задвижек на своем участке; правила наблюдения за полосой отвода и охранной зоной; основы слесарного дела; физические и химические свойства перекачиваемого продукта.</p>

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл. 0001662							
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	08/21-ТКР.ТЧ	Лист
							69

10. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА И ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ

Организация работ по охране труда и технике безопасности

Основным направлением работ по обеспечению безопасных условий труда на объектах нефтедобычи должно быть планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание этих условий.

Администрация предприятия обязана внедрять современные средства техники безопасности, предупреждающие производственный травматизм, обеспечивать санитарно-гигиенические условия, предотвращающие возникновение профессиональных заболеваний работников в соответствии с ГОСТ 12.0.004-2015.

Руководство предприятия отвечает за то, что рабочие и служащие, занятые на тяжелых работах, а также работающие во вредных и опасных условиях труда, регулярно проходили обязательные медицинские осмотры для предупреждения профессиональных заболеваний.

Начальники служб и подразделений в пределах вверенных им участков обеспечивают выполнение организационных и технических мероприятий для создания безопасных условий труда, проводить инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы.

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

Основными направлениями по охране труда должно быть планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание здоровых и безопасных условий работ и поддержание порядка на производстве.

Контроль над соблюдением охраны труда и техники безопасности в организациях и предприятиях должны осуществлять лица, назначенные ответственными за обеспечение охраны труда в пределах порученных им участков работ, а также работники службы охраны труда предприятия.

Организация трудового процесса проектируется с учетом высокой работоспособности при интенсивности труда, обеспечивающей соблюдение его безопасности и сохранение здоровья работающих.

Правительством Российской Федерации 27.12.2010 года принято Постановление №1160 «Об утверждении Положения о разработке, утверждении и изменении нормативных

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	0001662	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм. № подл.	08/21-ТКР.ТЧ	Лист
											70

правовых актов, содержащих государственные нормативные требования охраны труда», которым установлено, что в РФ действует система нормативных правовых актов, содержащих государственные нормативные требования охраны труда, которая состоит из межотраслевых и отраслевых правил и типовых инструкций по охране труда, строительных и санитарных норм и правил, правил и инструкций по безопасности, правил устройства и безопасной эксплуатации, свода правил по проектированию и строительству, гигиенических нормативов и государственных стандартов безопасности труда.

Система охраны труда включает в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия, которые направлены на создание условий труда, отвечающих требованиям сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.

В соответствии со статьёй 212 Трудового кодекса РФ работодатель обязан обеспечить:

- безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов;
- применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников, соответствующие требованиям охраны труда условия труда на каждом рабочем месте;
- режим труда и отдыха работников в соответствии с законодательством Российской Федерации и законодательством субъектов Российской Федерации;
- приобретение и выдачу за счет собственных средств специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, смывающих и обезвреживающих средств в соответствии с установленными нормами работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением;
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ по охране труда и оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочем месте и проверку знаний требований охраны труда, безопасных методов и приемов выполнения работ;
- недопущение к работе лиц, не прошедших в установленном порядке обучение и инструктаж по охране труда, стажировку и проверку знаний требований охраны труда;

Инв. № подл. 0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №					08/21-ТКР.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док.		Подпись

- организацию контроля за состоянием условий труда на рабочих местах, а также за правильностью применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты;
- проведение специальной оценки условий труда с последующей сертификацией работ по охране труда в организации;
- в случаях, предусмотренных Трудовым Кодексом, законами и иными нормативными правовыми актами, организовывать проведение за счет собственных средств обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течение трудовой деятельности) медицинских осмотров (обследований) работников, внеочередных медицинских осмотров (обследований) работников по их просьбам в соответствии с медицинским заключением с сохранением за ними места работы (должности) и среднего заработка на время прохождения указанных медицинских осмотров (обследований);
- информирование работников об условиях и охране труда на рабочих местах, о существующем риске повреждения здоровья и полагающихся им компенсациях и средствах индивидуальной защиты;
- предоставление органам государственного управления охраной труда, органам государственного надзора и контроля, органам профсоюзного контроля за соблюдением законодательства о труде и охране труда информации и документов, необходимых для осуществления ими своих полномочий;
- принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи;
- расследование и учет в установленном порядке несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- беспрепятственный допуск должностных лиц органов государственного управления охраной труда, органов государственного надзора и контроля за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, органов Фонда социального страхования Российской Федерации, а также представителей органов общественного контроля в целях проведения проверок условий и охраны труда в организации и расследования несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№доку.	Подпись	Дата					

- выполнение предписаний должностных лиц органов государственного надзора и контроля за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, и рассмотрение представлений органов общественного контроля в установленные сроки;
- обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- ознакомление работников с требованиями охраны труда;
- разработку и утверждение с учетом мнения выборного профсоюзного или иного уполномоченного работниками органа инструкций по охране труда для работников;
- наличие комплекта нормативных правовых актов, содержащих требования охраны труда в соответствии со спецификой деятельности организации.

Основой организации трудового процесса на производстве является организация рабочих мест. Рабочим местом является зона, оснащенная техническими средствами, в которой совершается трудовая деятельность отдельного рабочего или группы рабочих.

Работа в опасных (экстремальных) условиях не допускается, за исключением ликвидации аварий, проведения экстренных работ по предупреждению аварийных ситуаций. При этом работа должна производиться в соответствующих средствах индивидуальной защиты и при строгом соблюдении режимов, регламентированных для таких работ.

Для предприятий эксплуатирующих взрывоопасные производственные объекты характерно потенциальное действие различных факторов производственной среды: токсичность и агрессивность используемых веществ и продуктов, а также неблагоприятные метеорологические условия.

Все работающие на промысле обеспечиваются обеспечены комплектами необходимого ремонтного инструмента, средствами связи, спецодеждой и средствами передвижения к месту нахождения обслуживаемых объектов нефтедобычи.

Согласно ст. 215 Трудового Кодекса Российской Федерации машины, механизмы и другое производственное оборудование, технологические процессы должны соответствовать требованиям охраны труда. Машины, механизмы и другое производственное оборудование, транспортные средства, технологические процессы, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты работников, в том числе иностранного производства, должны соответствовать требованиям охраны труда, установленным в Российской Федерации, и иметь сертификаты соответствия.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата
Инва. № подл.	0001662				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

Эргономические требования к орудиям и средствам труда, организационной оснастке, планировке и оснащению рабочих мест определяются антропометрическими, физиологическими и психологическими характеристиками человека и осуществляются в целях оптимизации трудовой деятельности.

Технические решения, принятые в проекте, обеспечивают безопасную для жизни людей эксплуатацию объектов при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий, общих правил техники безопасности и инструкций по технике безопасности, соответствующих каждой профессии в соответствии с ГОСТ 12.0.004-2015.

При осуществлении технологического процесса должны выполняться требования безопасного ведения работ на основе действующей нормативно-технической документации и в первую очередь стандартов безопасности труда.

При производстве строительно-монтажных работ необходимо строгое соблюдение «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Проектом предусмотрены следующие технические решения, направленные на обеспечение безопасной эксплуатации трубопроводов:

- при переходе через автомобильные дороги трубопроводы заключены в защитные футляры;
- для безаварийной работы трубопроводов предусмотрены узлы линейной запорной арматуры;
- узлы запорной арматуры огораживаются сетчатым ограждением;
- сварные стыки подвергаются радиографическому контролю в объеме 100%;
- сварные соединения оборудования и трубопроводов, сварка которых осуществляется по месту, подвергнуть специальной термической обработке;
- по трассе трубопровода предусмотрена установка линейных опознавательных знаков;
- минимальные расстояния по горизонтали и вертикали от существующих коммуникаций приняты в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016;
- минимальные расстояния от опор ЛЭП приняты в соответствии с ПУЭ;
- трубопроводы подвергнуты предпусковой внутритрубной диагностике;
- организацию и технологию производства работ по очистке полости и испытанию трубопроводов выполнять в соответствии с ВСН 011-88 “Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание”, ВСН 005-88 “Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация”;

Инв. № подл. 0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист 74
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	08/21-ТКР.ТЧ	

- для выполнения работ по очистке полости и испытанию трубопроводов разработать специальные рабочие инструкции, согласно требованиям п.12.3 ВСН 005-88, Федеральных норм и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

На предприятии предусмотрен необходимый объем мероприятий по технике безопасности и охране труда, а также противопожарные мероприятия, обеспечивающие безопасную эксплуатацию проектируемых объектов.

По каждому объекту должен быть разработан перечень работ повышенной опасности, с указанием работы, выполняемые с оформлением наряда-допуска и без оформления наряда-допуска, но с регистрацией перед их началом в специальном журнале, что вызвано необходимостью ликвидации аварийных ситуаций и аварий.

Очень важным мероприятием для предупреждения аварий и травматизма являются техническое обслуживание и техническая диагностика оборудования и трубопроводов.

С помощью современных методов неразрушающего контроля можно выявить и прогнозировать развитие микротрещин на самой ранней стадии их проявления – монтаже и испытании оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность.

Обслуживающий персонал должен проходить инструктаж по пожарной безопасности, технике безопасности и производственной санитарии в соответствии с ГОСТ 12.0.004-2015.

Технологическое оборудование выбрано в соответствии с заданными теплотехническими параметрами, размещено на открытых площадках, что уменьшает вероятность образования взрывоопасных смесей.

Проектируемые объекты и сооружения размещаются на безопасном расстоянии от смежных сооружений и при аварии, или взрыве, или пожаре не могут для них представлять серьезной опасности.

К самостоятельной работе по обслуживанию трубопровода допускаются лица, достигшие 18-летнего возраста; прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью; прошедшие обучение в области промышленной безопасности в специализированном учебном центре и имеющие квалификационное удостоверение, прошедшие вводный инструктаж, инструктаж на рабочем месте по программе первичного инструктажа на рабочем месте, прошедшие стажировку на рабочем месте не менее 14 рабочих смен, проверку знаний и получившие допуск к выполнению самостоятельной работы, имеющие удостоверение по проверке знаний, прошедшие пожарно-технический минимум.

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

Безопасность при производстве земляных работ

Грунт, извлеченный из котлована или траншеи, следует размещать на расстоянии не менее 0,5 м от бровки выемки. Разработка роторными и траншейными экскаваторами в связных грунтах (суглинки, глина) траншей с вертикальными стенками допускается на глубине не более 3 м. В местах, где требуется пребывание рабочих, траншеи или откосы необходимо укрепить. При разработке траншей ручным способом землекопы должны находиться друг от друга на расстоянии не менее 2 м.

Траншеи при ремонтном вскрытии трубопровода должны быть открытыми и иметь размеры, позволяющие свободно работать в них двум рабочим. В котловане или траншее, где проводят ремонтные работы, для спуска и подъема рабочих должно быть не менее двух устройств, расположенных с противоположных сторон.

При спуске (подъеме) в траншею следует пользоваться стремянкой шириной 0,6 м с перилами и лестницей, а при переходе через траншею – мостками шириной не менее 0,6 м и перильным ограждением высотой не менее 1 м.

При работе в траншеях следует применять шланговый противогаз (конец шланга должен находиться на поверхности земли с наветренной стороны от котлована) и спасательный пояс с крестообразными лямками и веревкой, конец ее должен держать рабочий, находящийся на поверхности земли. Длина шланга противогаза не должна превышать 20 м. На поверхности земли должны находиться не менее двух человек для постоянного наблюдения за действиями спустившегося в колодец рабочего.

Срок одновременного пребывания в шланговом противогазе не должен превышать 15 минут с последующим отдыхом на чистом воздухе не менее 15 минут.

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

Безопасность при производстве огневых работ

Допуск персонала к проведению ремонтных работ возможен, если содержание паров и газов в воздухе зоны производства работ не выше предельно-допустимых концентраций (ПДК) по санитарным нормам.

При выполнении огневых работ необходимо проводить анализ газовоздушной среды с установленной наряд-допуском периодичностью.

При проведении сварочных работ на трубопроводе по санитарным нормам ПДК углеводородов C1 – C10 в пересчете на углерод равна 300 мг/м³, а сероводорода в смеси с углеводородами C1 – C5 – 3 мг/м³.

Если в процессе работы возле рабочего места обнаружена утечка газа, необходимо прекратить работу и сообщить об этом руководителю.

Изн. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						76
Изм.	Кол.уч	Лист	№доку.	Подпись	Дата					

Одновременная (совместная) работа газорезчика и электросварщика в котловане запрещается.

Режим труда и отдыха

Работа, связанная с периодическим обходом (объездом) трассы трубопровода, длительным нахождением на открытом воздухе; относится к производственному процессу 1б согласно Санитарным правилам для нефтяной промышленности.

Оптимальная организация трудового процесса должна способствовать высокой работоспособности при общественно нормальной интенсивности труда и сохранению здоровья работающих.

Чередование периодов работы и отдыха на протяжении цикла трудовой деятельности формирует режим труда и отдыха. Он отражается в регламентированном графике выходов на работу в течение недели, месяца, года.

Режим труда и отдыха на протяжении рабочей недели (месяца) определяется установленным количеством рабочих дней и часов на этот период, порядком чередования работы в различные смены. Он регламентирует количество рабочих и нерабочих дней, начало и окончание, продолжительность и порядок чередования смен. Графики учитывают установленную законом продолжительность рабочего времени на учетный период (40 часов в неделю) и должны соответствовать режиму производственного процесса, особенностям производства, планируемому фонду времени работы оборудования, предусматривают закрепление оборудования в течение длительного времени за определенными рабочими бригадами, нормальную передачу смен.

Режим работы круглосуточный, вахтовый. У лиц, обслуживающих проектируемый трубопровод, преобладает график работы односменный по 12 часов в день при пятидневной рабочей неделе, у остальных работников – 2-х сменный по 12 часов в день, затем 2 дня выходных. При этом продолжительность рабочего времени за учетный период не будет превышать нормального числа рабочих часов (40-часовая рабочая неделя), установленных российским законодательством.

Продолжительность одной вахты 15 календарных дней. Доставка персонала на место обхода из г. Губкинский и п. Пурпе предусмотрена наземным транспортом по существующим автодорогам.

Время начала работы каждой смены, начала и окончания обеденного перерыва, окончания работы каждой смены и другие вопросы регламентации труда и отдыха на производстве отражаются в правилах внутреннего распорядка, которые утверждаются в установленном порядке.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата
Индв. № подл.	0001662				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

Годовой режим работы и отдыха обеспечивается выполнением суточных и месячных режимов, а также предоставлением работникам отпуска установленной законом продолжительности.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 18 июля 2002 года № 537. - гарантии и компенсации определяются в соответствии с приведенной специальной оценкой условий труда.

Санитарно-гигиенические условия труда и отдыха

Обслуживающий персонал проживает в г. Губкинский и п. Пурпе. Во время выполнения производственных обязанностей работники находятся на территории ДНС с последующим выездом на обслуживаемые объекты.

Для создания бытовых условий на территории ДНС предусмотрены:

- помещение операторной для размещения персонала;
- здравпункт;
- столовая.

В соответствии с функциональным назначением в здании операторной выделены следующие помещения:

- санузел;
- помещение для сушки спецодежды;
- раздевалка.

Во время рабочего процесса обслуживающий персонал должен находиться на участке ответственности, который закреплен за каждым сотрудником. Для обогрева (в холодное время года) в здании операторной, которое расположено на территории ДНС, предусмотрены специальные помещения, оборудованные санузлами, сушилками и комнатами отдыха.

На период осмотра, ремонта и аварийных ситуаций службы обеспечиваются передвижными блок-боксами, в которых поддерживается необходимая температура, вентиляция, освещение.

Во всех помещениях предусмотрена естественная (через двери и окна) и принудительная вентиляция, осуществляемая при помощи вентиляторов, установленных в проемы стеновых панелей,

Доступ в здания происходит через встроенные тамбуры, которые имеют двери, наружные - металлические утепленные и внутренние – филенчатые деревянные. Во всех помещениях предусмотрено электрическое отопление при помощи маслonaполненных электрорадиаторов, рабочее и эвакуационное освещение.

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						78
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

Полы в помещениях должны быть ровными и удобными для очистки и ремонта. Для сбора мусора в доступных и удобных местах установлены ящики и урны. Санитарно-бытовые помещения ежедневно убираются, проветриваются и периодически дезинфицируются.

При эксплуатации производственных зданий, сооружений, осуществляются санитарно-противоэпидемические (профилактические) мероприятия и обеспечиваются безопасные для человека условия труда, быта и отдыха в соответствии с санитарными правилами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации согласно ст.24 Федеральный закон от 30 марта 1999 г. № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»

Рабочие места, оснащены средствами связи (телефон или рация), аптечкой для оказания первой медицинской помощи.

На питьевые нужды используется привозная вода (бутилированная, заводского изготовления) из расчета, средней потребности на 1 рабочего 1,0-1,5 литра зимой, 3,0-3,5 литра летом. Температура воды для питьевых целей должна быть не ниже 8 °С и не выше 20 °С согласно п. 12.17 СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства, и строительных работ».

Качество питьевой воды отвечает требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения» (изменение от 28.06.2010г.).

В санитарно-бытовых помещениях имеются аптечки, наглядные пособия по технике безопасности, п. 3.2 ГОСТ 12.0.004-2015. Все производственные бригады обеспечены аптечками с набором инструментов и перевязочных материалов. Все рабочие обучены приемам оказания доврачебной помощи. Руководители предприятия обязаны предоставить транспорт для доставки заболевших или пострадавших при несчастных случаях в лечебные учреждения.

Экстренная медицинская помощь будет оказываться в ближайшем населенном пункте (г. Губкинский, п. Пурпе).

Потребности помещений административно-бытового назначения определяется исходя из численности работающих в наиболее многочисленную смену.

Согласно СНиП 2.09.04-87 п.5.4 в существующем здании операторной для работающих, занятых непосредственно на производстве имеются санитарно-бытовые помещения (гардеробные, умывальные, уборные, курительные, устройств питьевого водоснабжения,

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

помещения для обогрева или охлаждения, обработки, хранения и выдачи спецодежды). Питание персонала предусматривается в существующей столовой.

К санитарно-гигиеническим условиям труда относятся все элементы производственной сферы, в которой протекает трудовой процесс, то есть метеорологические условия (микроклимат), чистота воздуха, разного рода производственные излучения, освещение, шум и вибрация, тяжесть трудового процесса, напряженность трудового процесса, электробезопасность.

Для защиты от шума применяются индивидуальные средства защиты органов слуха: противошумовые шлемы, наушники, вкладыши «беруши».

В соответствии с нормативными документами (СП 52.13330.2016-«Естественное и искусственное освещение»), проектом рассматривается проведение работ при естественном освещении. При недостаточной освещенности следует применять дополнительное местное освещение.

При безаварийной эксплуатации проектируемого объекта, в воздухе рабочей зоны химически вредные и опасные для здоровья человека химические соединения отсутствуют. При выполнении работ, при которых возможно образование концентраций вредных газов и паров выше допустимых санитарных норм (отборе проб, работе с химическими реагентами, аварийных ситуациях), работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД): изолирующими противогазами, противогазовыми и противопылевыми респираторами.

При проведении газоопасных работ необходимо пользоваться газозащитными средствами.

Важнейшим мероприятием, способствующим предупреждению ЧС, и связанным с чистотой воздуха на объекте, является своевременное обнаружение источников утечек горючих газов.

Но опасность повышения значений взрывоопасных концентраций на рассматриваемых объектах ничтожно мала, так как вся арматура размещена на открытых площадках на значительном расстоянии от мест нахождения людей и имеет высокую степень герметичности затворов и фланцевых соединений.

Согласно СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» время работы персонала на открытых территориях в целях защиты работающих от возможного перегревания или переохлаждения, при температуре воздуха на рабочих местах выше или ниже допустимых величин, время пребывания (непрерывно или суммарно за рабочую смену) должно быть ограничено.

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

Персонал, работающий на открытых территориях независимо от периода года, должен быть обеспечен специальной теплой одеждой и теплой обувью в соответствии с типовыми нормами.

При низких температурах необходимо ограничивать время пребывания на открытом воздухе, предусмотреть организацию горячего питания. Работу в зонах с низкой температурой окружающего воздуха следует производить в теплой спецодежде, чередуя со временем для обогрева. При работе на открытом воздухе в холодное время года разрешаются периодические перерывы для обогрева, прекращение работы или чередование смен работающих. На период ремонта и аварийных ситуаций службы обеспечиваются передвижными блок-боксами, в которых поддерживается необходимая температура, вентиляция, освещение.

При температуре воздуха минус 40 °С и ниже необходима защита органов дыхания.

Все работы на трубопроводе в ночное и темное время суток допускаются только при соблюдении условий достаточного освещения рабочей зоны. Тип осветительной аппаратуры, электрических проводок должен соответствовать среде эксплуатации. Система освещения должна соответствовать требованиям СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение».

Обеспечение спецодеждой и предохранительными приспособлениями

В соответствии со статьей 221 Трудового кодекса Российской Федерации на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, выдаются сертифицированные средства индивидуальной защиты, в соответствии с нормами, утвержденными в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Персонал, обслуживающий линейные технологические объекты должен быть обеспечен специальной одеждой и специальной обувью.

Дополнительно выдаваемая одежда и обувь для наружных работ зимой и сроки их носки соответствуют условиям особого климатического пояса, к которому относится ЯНАО. Предусмотренные в Типовых отраслевых нормах теплая специальная одежда и теплая специальная обувь (костюмы на утепляющей прокладке, куртки и брюки на утепляющей прокладке, костюмы меховые валенки, шапки-ушанки, рукавицы меховые и др.) выдаются работникам с наступлением холодного времени года.

К средствам индивидуальной защиты относятся: спецодежда, спецобувь, средства защиты рук, противогазы, защитные каски (зимой – с утепленными подшлемниками) соответствующих размеров и др.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата
Индв. № подл.	0001662				
Подп. и дата					
Взам. инв. №					

Целью предварительных медицинских осмотров при поступлении на работу является определение соответствия состояния здоровья работников поручаемой им работе.

Целью периодических медицинских осмотров является:

- динамическое наблюдение за состоянием здоровья работников в условиях воздействия профессиональных вредностей;
- профилактика и своевременное установление начальных признаков профессиональных заболеваний;
- выявление общих заболеваний, препятствующих продолжению работы с вредными и опасными веществами;
- выявление общих заболеваний, вызванных производственными факторами;
- предупреждение несчастных случаев.

Целью периодических медицинских осмотров является динамическое наблюдение за состоянием здоровья работников в условиях воздействия профессиональных вредностей, профилактика и своевременное установление начальных признаков профессиональных заболеваний; выявление общих заболеваний, препятствующих продолжению работы с вредными, опасными веществами и производственными

Предварительные и периодические медицинские осмотры работников проводятся лечебно-профилактическими учреждениями с любой формой собственности, имеющими соответствующую лицензию и сертификат. Финансирование мероприятий по проведению периодических медицинских осмотров осуществляется за счет средств работодателя.

Частота проведения периодических медицинских осмотров (обследований) определяется территориальными органами Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека совместно с работодателем исходя из конкретной санитарно-гигиенической и эпидемиологической ситуации, периодические осмотры (обследования) должны проводиться не реже, чем один раз в два года.

Согласно Трудовому кодексу РФ, лица, не достигшие 21 года, проходят периодические медицинские осмотры ежегодно.

Периодические медицинские осмотры (обследования) работников могут проводиться досрочно в соответствии с медицинским заключением или по заключению территориальных органов Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека с обязательным обоснованием в направлении причины досрочного (внеочередного) осмотра (обследования) (Трудовой кодекс РФ, ст. 213).

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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

0001662

08/21-ТКР.ТЧ

Лист

83

Работникам, занятым на вредных работах и на работах с вредными и (или) опасными производственными факторами в течение пяти и более лет периодические медицинские осмотры (обследования) проводятся в центрах профпатологии и других медицинских организациях, имеющих лицензии на экспертизу профпригодности и экспертизу связи заболевания с профессией, один раз в пять лет.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					08/21-ТКР.ТЧ	Лист
0001662								84
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата			

11. ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ, АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И КАЧЕСТВА РАБОТЫ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

Техническими решениями проекта и заданием на проектирование от Заказчика разработка АСУ ТП по линейным сооружениям не предусматривается.

Для контроля, регулирования и противоаварийной защиты технологической системы сбора и транспорта нефти и транспорта воды в данном проекте предусмотрена установка на проектируемых трубопроводах отборных устройств давления с установкой технических манометров.

Для проектируемых нефтегазосборных трубопроводов тип манометра – показывающий радиальный без фланца, класс точности – 1,5, предел измерений – 6 МПа (60 кгс/см²).

Контроль, измерение, регулирование, поддержание технологических параметров системы транспорта нефти осуществляется со щита операторной диспетчерского пункта на ДНС-2 Присклонового месторождения. При выходе параметров за предельные значения срабатывают средства противоаварийной защиты: аварийная сигнализация и блокировка оборудования, установленного на ДНС. Объемы автоматизации позволяют осуществить местный и дистанционный контроль технологических параметров (давления, температуры) и обеспечивают автоматическую защиту и блокировку технологического оборудования при возникновении на объекте аварийной ситуации.

В технологических блоках АГЗУ предусмотрен автоматический контроль давления с выводом параметров в операторную на ДНС.

Инв. № подл. 0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №					08/21-ТКР.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док.		Подпись

12. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

В данном проекте на линейной части промышленного трубопровода энергопотребляющее оборудование не предусмотрено.

В процессе эксплуатации трубопроводов одним из основных вопросов является снижение материальных затрат на транспортировку продукта перекачки. Снижение эффективности работы трубопроводов приводит к росту непроизводительных затрат энергии на транспортировку продукта.

Выбор оптимального диаметра труб для промышленных трубопроводов производился по расходу и рабочему давлению с учетом гидравлических потерь.

Для каждого трубопровода проведены гидравлические расчеты с целью определения оптимального диаметра, обеспечивающего минимальные потери напора.

Запорная арматура, применяемая в проекте, принята полнопроходной для снижения гидравлических потерь.

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	08/21-ТКР.ТЧ				

13. ОПИСАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО ОРГАНИЗАЦИИ РЕМОНТНОГО ХОЗЯЙСТВА, ЕГО ОСНАЩЕННОСТЬ

В период эксплуатации промышленные трубопроводы подлежат периодическому контролю технического состояния, путем проведения плановых осмотров, ревизий и диагностики согласно требованиям Федеральных норм и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

На основании результатов ревизий и диагностики разрабатывается график выполнения ремонтных работ на промышленных трубопроводах, который утверждается главным инженером предприятия, в соответствие с п. 1004 Приказа от 15.12.2020 г. № 534 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

Текущие виды ремонта выполняются силами и средствами аварийно-восстановительных бригад с привлечением при необходимости специальных подразделений и служб. Согласно п. 1007 Приказа от 15.12.2020 г. № 534 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", перед проведением ремонтных работ с монтажом катушек или секций труб ремонтируемый трубопровод должен быть освобожден от транспортируемой среды.

К текущим видам ремонта относятся:

- ремонт изоляции,
- подбивка сальников и затяжка фланцевых соединений запорной арматуры,
- установка и восстановление опознавательных знаков,
- ремонт ограждений узлов,
- другие виды текущих работ.

Капитальный ремонт промышленных трубопроводов выполняется силами и средствами ремонтно-строительных подразделений предприятия или сторонними специализированными организациями.

Капитальный ремонт выполняется, как правило, по результатам проведения ревизий и диагностики трубопроводов специализированными организациями, а также после ликвидации аварийных ситуаций в целях выполнения противоаварийных мероприятий.

Сведения о проведенных ремонтных работах вносятся в исполнительную документацию и паспорт трубопровода согласно п. 1010 Приказа от 15.12.2020 г. № 534 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

Все виды ремонтных работ выполняются в соответствии с «Правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства» и «Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

14. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Проектные решения соответствуют:

- исходным данным и техническим условиям Заказчика;
- государственным нормам и правилам;
- требованиям экологических норм;
- требованиям противопожарных норм;
- требованиям норм техники безопасности.

Технические решения, принятые в проекте, обеспечивают безопасную для жизни людей эксплуатацию объектов проектирования, при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий, общих правил техники безопасности и инструкций по технике безопасности, соответствующих каждой профессии.

Идентификация проектируемых сооружений

Идентификация проектируемых сооружений по типу опасных производственных объектов проведена в соответствии:

- с приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 30 ноября 2020 года N 471 «Об утверждении Требований к регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектов, формы свидетельства о регистрации опасных производственных объектов в государственном реестре опасных производственных объектов»;
- с Федеральным законом о промышленной безопасности опасных производственных объектов №116-ФЗ от 21 июля 1997 г. с учетом Федерального закона от 4 марта 2013г. №22-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Проектируемые сооружения идентифицируются по признаку наличия таких опасных веществ, как нефть и попутный нефтяной газ, находящихся в производственном процессе при давлении более 0,07 МПа.

Признак опасности (согласно приложения 1 к Требованиям к регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектов, утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 30 ноября 2020 года N 471):

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					

2.1 – получение, использование, переработка, хранение, транспортирование опасных веществ, указанных в приложении 1 к Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

2.2 – использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа.

В соответствии с п.1 Приложения 2 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ в редакции Федерального закона от 4 марта 2013 г. № 22-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемые промысловые трубопроводы по количеству опасного вещества (горючая жидкость), которое одновременно может находиться на опасном производственном объекте, относятся к объектам II класса опасности (количество опасного вещества – 200 т и более, но менее 2000 т.).

Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по безопасной эксплуатации и охране труда при эксплуатации линейных объектов

В качестве основных мероприятий по обеспечению промышленной безопасности в проекте предусматривается:

- полная герметичность системы;
- соблюдение установленных разрывов в существующих коридорах коммуникаций;
- выбор материала труб, арматуры из условий эксплуатации;
- выбор толщины стенок трубопроводов, более чем расчетные;
- контроль сварных стыков;
- испытание трубопроводов после строительства и периодические испытания в процессе эксплуатации;
- установка опознавательных знаков;
- молниезащита и заземление;
- арматура, примененная в проекте, имеет класс герметичности «А» по ГОСТ Р 9544-2015;
- с целью предотвращения повреждений участки трубопроводов в местах проезда транспортных средств заключаются в защитные футляры;
- техническая диагностика;
- предпусковая диагностика;
- периодические испытания;
- ревизия трубопроводов.

Инв. № подл. 0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №					08/21-ТКР.ТЧ	Лист
								89
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата			

Характеристика обрабатываемых в технологическом процессе веществ по характеру воздействия на организм человека представлена в таблице 14.1.

Таблица 14.1 – Характеристика веществ, участвующих в технологическом процессе

Наименование опасного вещества	Степень опасности и характер воздействия веществ на организм человека
Нефть	Нефть представляет собой сложную смесь органических соединений, главным образом углеводородов. В нефть входят небольшие количества соединений, содержащих серу, кислород и азот, а также минеральные вещества. Нефть является легковоспламеняющейся жидкостью, относится к веществам III класса опасности.
Нефтяной газ	Нефтяной газ относится к горючим веществам. Обладает наркотическим действием. По степени воздействия на организм относится к IV классу опасности. Отравления приводят учащению пульса, увеличению объема дыхания, ослаблению внимания. При смешении с воздухом в определенных пропорциях образует взрывоопасные смеси.

Характеристика и классификация наружных установок и технологических блоков, приведена в таблице 14.2.

Таблица 14.2- Характеристика объектов по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности

Наименование сооружений	Категория помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009	Класс взрывоопасных и пожароопасных зон по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002	Категория молниезащиты по СО 153-34.21.122-2003	Категория взрывоопасной зоны по ГОСТ 51330.9-99
Узлы задвижек нефтегазопроводов	АН	В-1г	IIА-Т3	II	1 (в радиусе 3 м) от фланца

Ответственность за противопожарное состояние на проектируемых объектах, за разработку и осуществление текущих планов противопожарных мероприятий, за комплектацию противопожарного оборудования, сохранность противопожарной техники и

Инв. № подл. 0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			08/21-ТКР.ТЧ				
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата		

средств пожаротушения, за работу ДПД и боевых расчетов возлагается на руководителя эксплуатирующей организации и оформляется приказом.

Порядок организации работ по пожарной безопасности при эксплуатации трубопроводов определяется следующими документами:

- Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

На каждом объекте, согласно приказу руководителя предприятия, все вновь принимаемые на работу рабочие и служащие, в т.ч. и временные, обязаны пройти первичный противопожарный инструктаж о мерах пожарной безопасности.

Допуск к работе лиц не прошедших инструктаж запрещается.

Проектные решения по минимизации ущерба окружающей среде

С целью повышения надежности и безопасности эксплуатации трубопроводов, а также рационального использования растительного мира и предупреждения загрязнения водоемов и почвы, проектом предусмотрен комплекс мероприятий.

Конструктивно-технологические:

- закрытая система транспорта;
- подземная прокладка трубопроводов не менее нормативной глубины;
- использование труб с повышенной толщиной стенки, материалов, соответствующих климатическим условиям района строительства;
- повышение категорийности трубопроводов на наиболее опасных в экологическом отношении участках;
- секционирование трубопроводов и выделение ремонтно-эксплуатационных участков установкой задвижек;
- сварные стыки участков трубопроводов подлежат контролю физическими методами в объеме 100%;
- усиленная наружная изоляция трубопроводов;
- надземные участки трубопроводов, соединительные детали теплоизолируются;
- участки трубопроводов под автомобильными дорогами заключаются в защитные футляры (трубу-кожух) из стальной трубы.
- послемонтажное испытание трубопроводов;
- трасса трубопровода обозначается опознавательными знаками, с указанием назначения трубопровода, его местоположения, привязка знака по трассе, необходимые телефоны и адреса;
- календарное планирование строительно-монтажных работ;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	0001662	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	08/21-ТКР.ТЧ	Лист
																91

15. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ТЕРРОРИСТИЧЕСКИХ АКТОВ

Для предупреждения террористических актов на месторождении соблюдаются следующие мероприятия:

- разработаны и введены в действие стандарты и положения, запрещающие провоз/пронос взрывоопасных веществ и огнестрельного оружия на объекты месторождения, въезд на территорию месторождения персонала имеет специальный пропускной режим, а сама территория ежедневно контролируется специализированными экипажами;
- весь въезжающий и выезжающий автотранспорт регистрируется и подвергается обязательному досмотру с использованием технических средств;
- на территории месторождения, на всех въездах и выездах работают специализированные службы охраны;
- на работу должны приниматься люди психически здоровые (прошедшие медицинскую комиссию), с сотрудниками проводится инструктаж по мероприятиям от террористических актов, регулярные психологические тренинги, обучения и подготовка, а также проводится разъяснительная работа, направленная на профилактику и своевременное выявление признаков подготовки террористических актов;
- на рабочих местах необходимо поддерживать бесконфликтную обстановку;
- должны исключаться конфликты на межнациональной почве;
- на постоянной основе должны подвергаться проверке состояния ограждений, освещения, средств связи и других инженерно-технических средств охраны;

Для предотвращения несанкционированного вмешательства в ход технологического процесса, узлы запорной арматуры имеют ограждение. Ограждение предусматривается из сетчатых панелей, высотой 2,20 м по стойкам из трубы б/у НКТ с устройством барьерного ограждения из колючей проволоки (егоза). Калитка ограждения закрывается на замок.

С внешней стороны ограждения устанавливается указатель (аншлаг) производственного узла. Указатель содержит следующие сведения:

- принадлежность к организации;
- должность ответственного лица;
- контактные номера телефонов;
- технологическую схему узла;
- предупреждающую надпись: «СТОЙ! Запретная зона. Проход запрещен!»;
- предупреждающую надпись: «ВНИМАНИЕ! Высокое давление».

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				08/21-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№доку.	Подпись	Дата					

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов вдоль трассы должна быть установлена охранная зона в виде участка земли, ограниченная условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны по основной трассе.

В охранной зоне трубопровода должны быть установлены плакаты с запретительными надписями против всякого рода действий, которые могут нарушить безопасную работу трубопровода и привести к его повреждению, в том числе запрещающие:

- перемещать и производить засыпку и поломку опознавательных знаков;
- устраивать всякого рода свалки, выливать растворы кислот, солей, и щелочей;
- размещать какие либо открытые или закрытые источники огня.

В охранной зоне трубопровода, запрещается производить сторонней организацией какие либо работы без письменного разрешения организации эксплуатирующей данный трубопровод.

Приказом по предприятию должно быть назначено лицо или группа лиц, ответственных за эксплуатацию трубопровода, в обязанности которых входит внесение всех изменений, касающихся строительства объектов в охранной зоне, пересечений с коммуникациями и конструктивных изменений трубопровода в процессе эксплуатации в паспорт трубопровода.

В ООО «Пурнефть» организовано взаимодействие с органами МВД и ФСБ по предупреждению террористических актов на объектах. Организовано получение от правоохранительных органов информации о фактах и попытках приготовления к террористическим актам.

Мероприятия по защите от террористических актов включают в себя разработку и доведение до персонала охраняемого объекта «Памятки секретарю (диспетчеру) при получении угрозы по телефону», «Памятки персоналу объекта по предотвращению террористических актов», «Памятки персоналу объекта при обнаружении предмета, похожего на взрывное устройство».

Более подробная информация по мероприятиям антитеррористической защиты представлена в разделе 10.1 ГОЧС.

Инв. № подл. 0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №					08/21-ТКР.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№доку.		Подпись

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

1. СП 284.1325800.2016 Свод правил. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ" (утв. и введен в действие Приказом Минстроя России от 16.12.2016 N 978/пр)».
2. «Приказ федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. N 534 об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
3. Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе проектной документации и требованиях к их содержанию».
4. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. Федеральный закон № 123-ФЗ.
5. ВСН 005-88 «Строительство промышленных трубопроводов. Технология и организация», Миннефтегазстрой. Москва 1989 г.; ВСН 006-89 – «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Сварка», Миннефтегазстрой, 1990г.;
6. ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. противокоррозионная и тепловая изоляция», Миннефтегазстрой. Москва 1989г.;
7. ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание», Миннефтегазстрой, 1989г.;
8. ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ», Миннефтегазстрой. Москва 1989 г.;
9. СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» актуализированная редакция СНиП 41-03-2003;
10. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» Актуализированная редакция СНиП 2.05.06
11. СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы». Актуализированная редакция СНиП III-42-80*;
12. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
13. ПУЭ – 6, 7. Правила устройства электроустановок. Издание шестое с изменениями дополнениями, принятыми Главгосэнергонадзором РФ с учетом глав седьмого издания 2002, 2003 г.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					08/21-ТКР.ТЧ	Лист
0001662						95		
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата			

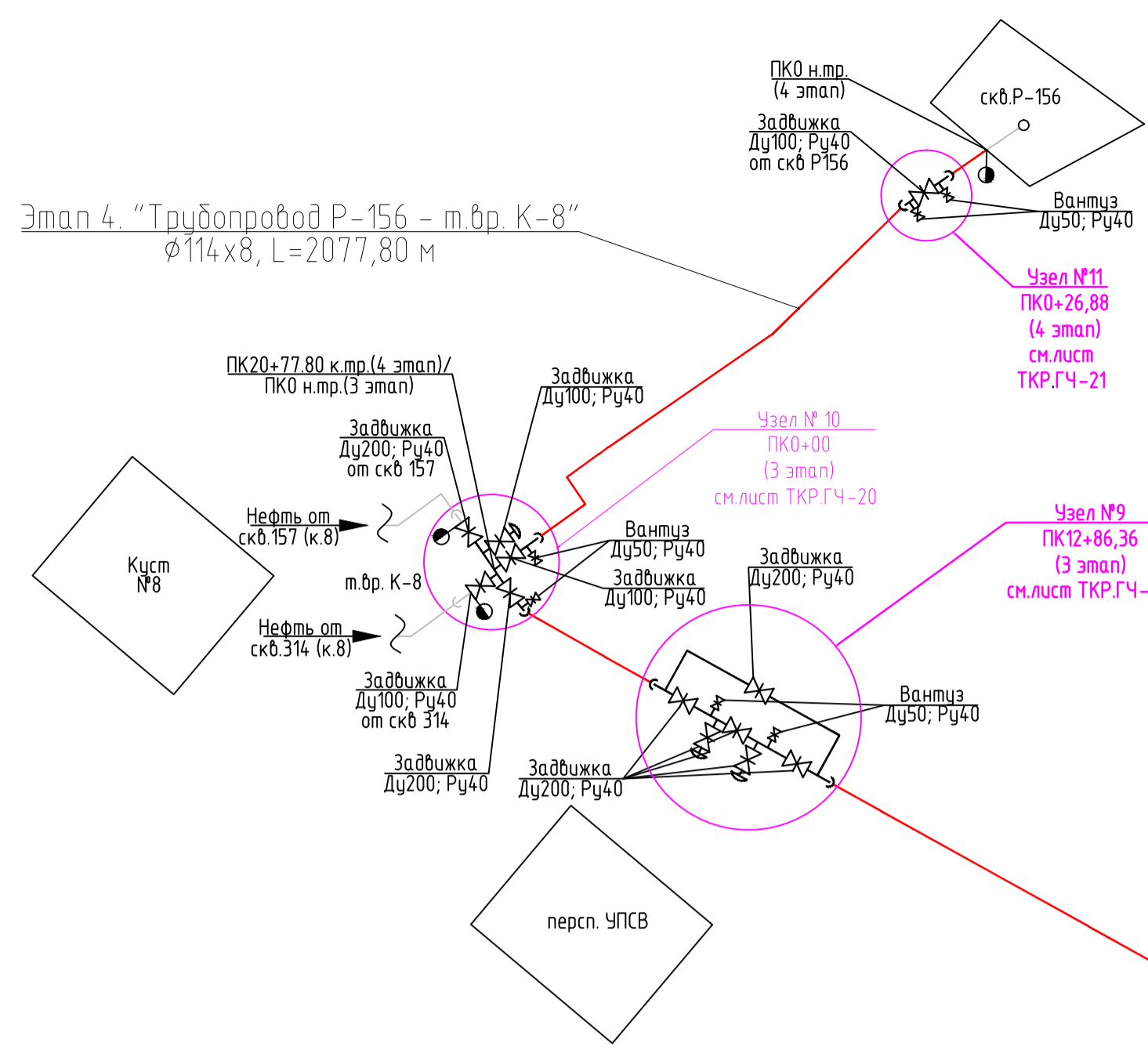
- 14. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
- 15. СП 406.1325800.2018 "Свод правил. Трубопроводы магистральные и промышленные стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения".

Инв. № подл.	0001662	Подп. и дата	Взам. инв. №							08/21-ТКР.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата					96	

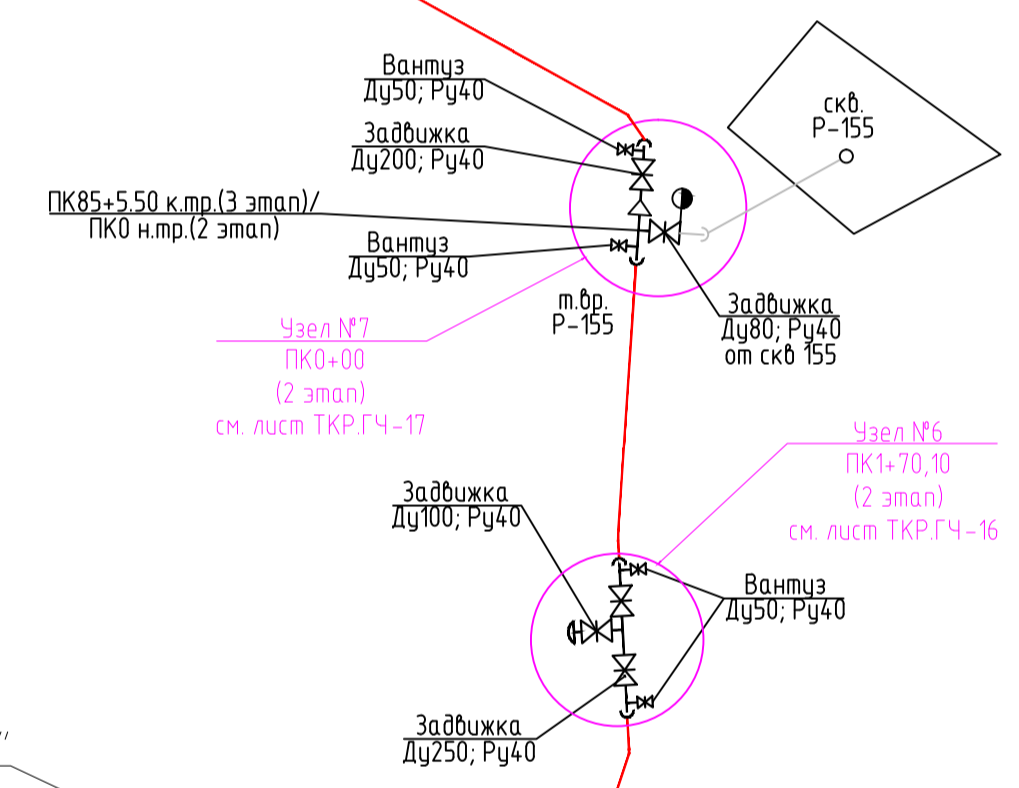
ПЕРЕЧЕНЬ ЧЕРТЕЖЕЙ

Стадия	Наименование комплекса, объекта			Шифр – заказ	Страниц
П	<p style="text-align: center;"><u>Трубопровод Р-156 - ДНС-2</u> Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2"; Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 – т.вр. К-6"; Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155"; Этап 4. "Трубопровод Р-156 – т.вр. К-8". Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения</p>			08/21-ТКР.ГЧ	1
N п/п	Инвентарный номер	Марка и номер чертежа	Формат	Наименование чертежей	Примеч.
1	0001662	ТКР.ГЧ-1	A1	Схема линейного объекта	
2	0001662	ТКР.ГЧ-2	A1X3	Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2" План ПК0-ПК44. М 1:2000; Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 – т.вр. К-6" План ПК48-ПК49+9.90. М 1:2000	
3	0001662	ТКР.ГЧ-3	A2X3	Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2" План ПК44-ПК63+70.1. М 1:2000	
4	0001662	ТКР.ГЧ-4	A3X5	Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 – т.вр. К-6" План ПК0-ПК27. М 1:2000; Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155" План ПК84-ПК85+5.50. М 1:2000	
5	0001662	ТКР.ГЧ-5	A3X4	Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 – т.вр. К-6" План ПК27-ПК48. М 1:2000	
6	0001662	ТКР.ГЧ-6	A3X7	Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155" План ПК0-ПК37. М 1:2000; Этап 4. "Трубопровод Р-156 – т.вр. К-8" План ПК20-ПК20+77.80. М 1:2000	
7	0001662	ТКР.ГЧ-7	A3X4	Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155" План ПК37-ПК59. М 1:2000	
8	0001662	ТКР.ГЧ-8	A3X5	Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155" План ПК59-ПК84. М 1:2000	
9	0001662	ТКР.ГЧ-9	A0	Этап 4. "Трубопровод Р-156 – т.вр. К-8" План ПК0-ПК20. М 1:2000	
10	0001662	ТКР.ГЧ-10	A2	Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2" Узел №1. План; Разрез 1-1. М 1:50	
11	0001662	ТКР.ГЧ-11	A3	Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2" Узел коррозионного мониторинга УKM-1 (ПК63+50.0)	
12	0001662	ТКР.ГЧ-12	A2	Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2" Узел №2. План; Разрез 1-1. М 1:50	
13	0001662	ТКР.ГЧ-13	A4X3	Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2" Узел №3. План; Разрез 1-1. М 1:50	
14	0001662	ТКР.ГЧ-14	A4X3	Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 – т.вр. ДНС-2" Узел №4. План; Разрез 1-1. М 1:50	
15	0001662	ТКР.ГЧ-15	A4X3	Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 – т.вр. К-6" Узел №5. План; Разрез 1-1. М 1:50	
16	0001662	ТКР.ГЧ-16	A3	Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 – т.вр. К-6" Узел №6. План; Разрез 1-1. М 1:50	
17	0001662	ТКР.ГЧ-17	A3	Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 – т.вр. К-6" Узел №7. План; Разрез 1-1. М 1:50	
18	0001662	ТКР.ГЧ-18	A3	Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155" Узел №8. План; Разрез 1-1. М 1:50	
19	0001662	ТКР.ГЧ-19	A4X3	Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155" Узел №9. План; Разрез 1-1. М 1:50	
20	0001662	ТКР.ГЧ-20	A2	Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 – т.вр. Р-155" Узел №10. План; Разрез 1-1. М 1:50	
21	0001662	ТКР.ГЧ-21	A3	Этап 4. "Трубопровод Р-156 – т.вр. К-8" Узел №11. План; Разрез 1-1. М 1:50	

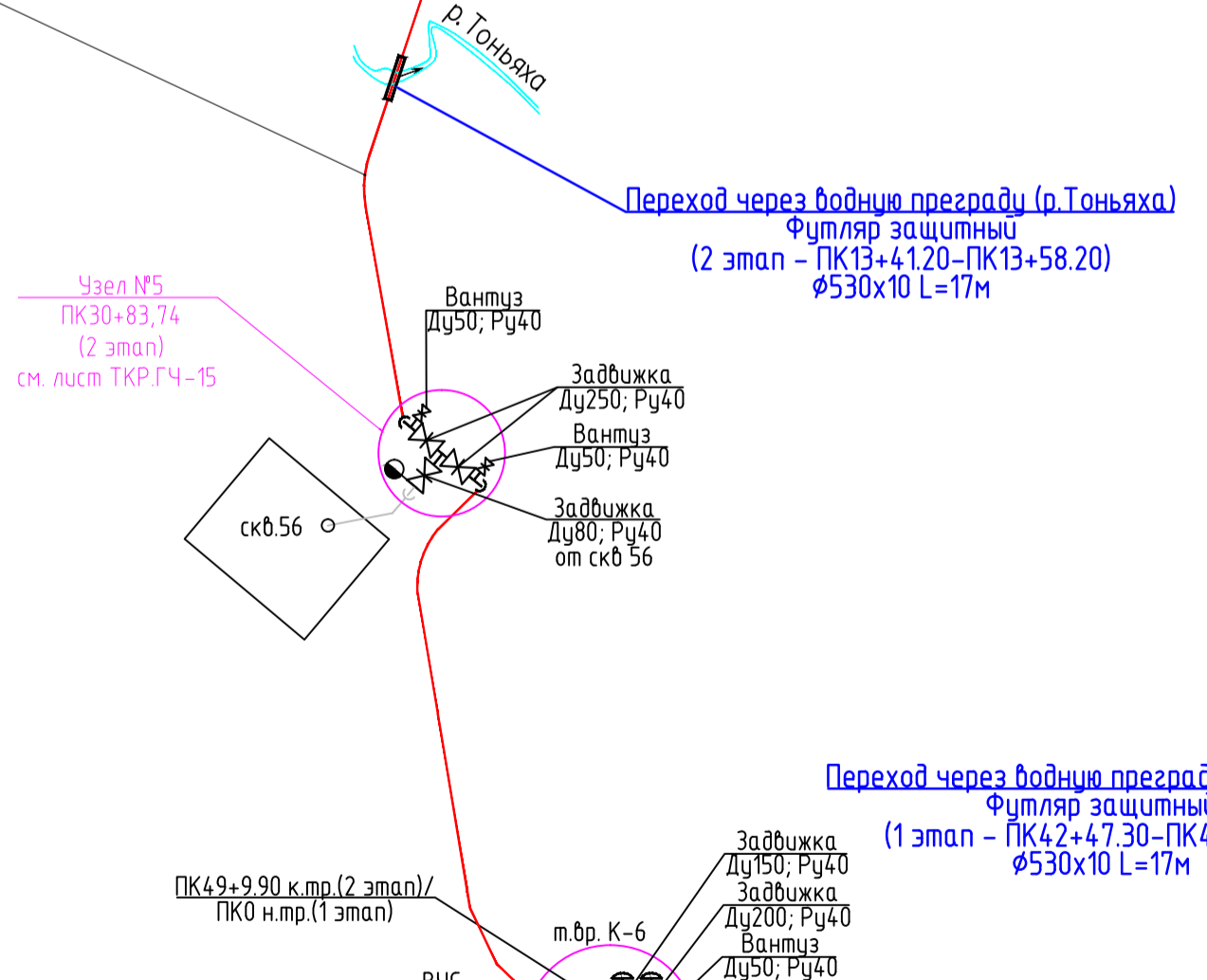
Этап 4. "Трубопровод Р-156 - т.вр. К-8"
φ114x8, L=2077,80 м



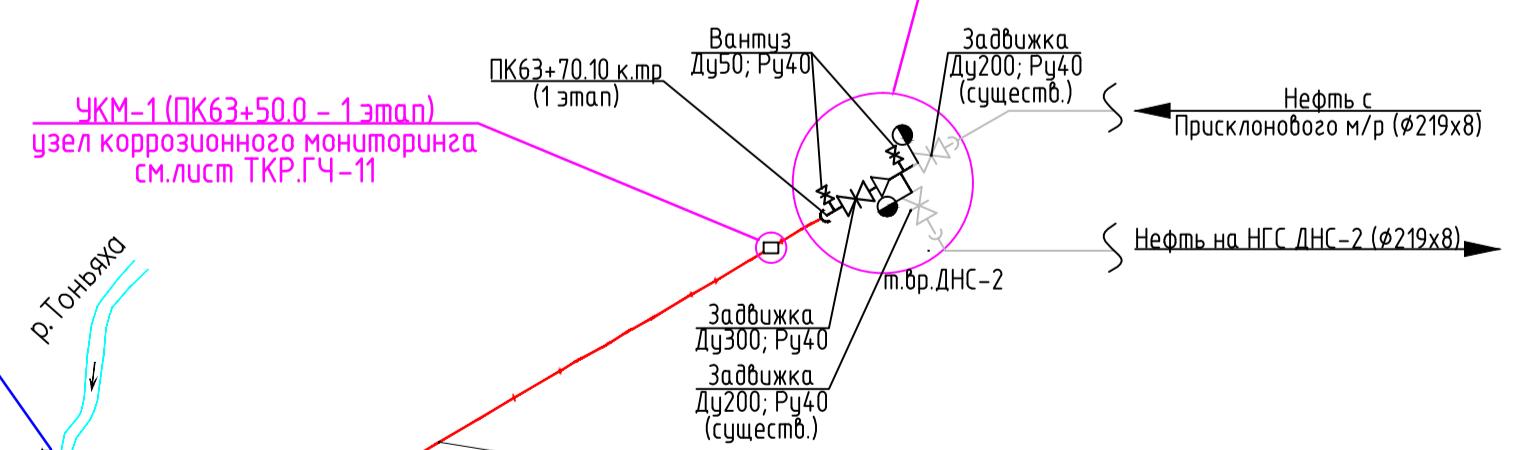
Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 - т.вр. Р-155"
φ219x8, L=8505,5 м



Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 - т.вр. К-6"
φ273x8, L=4909,9 м

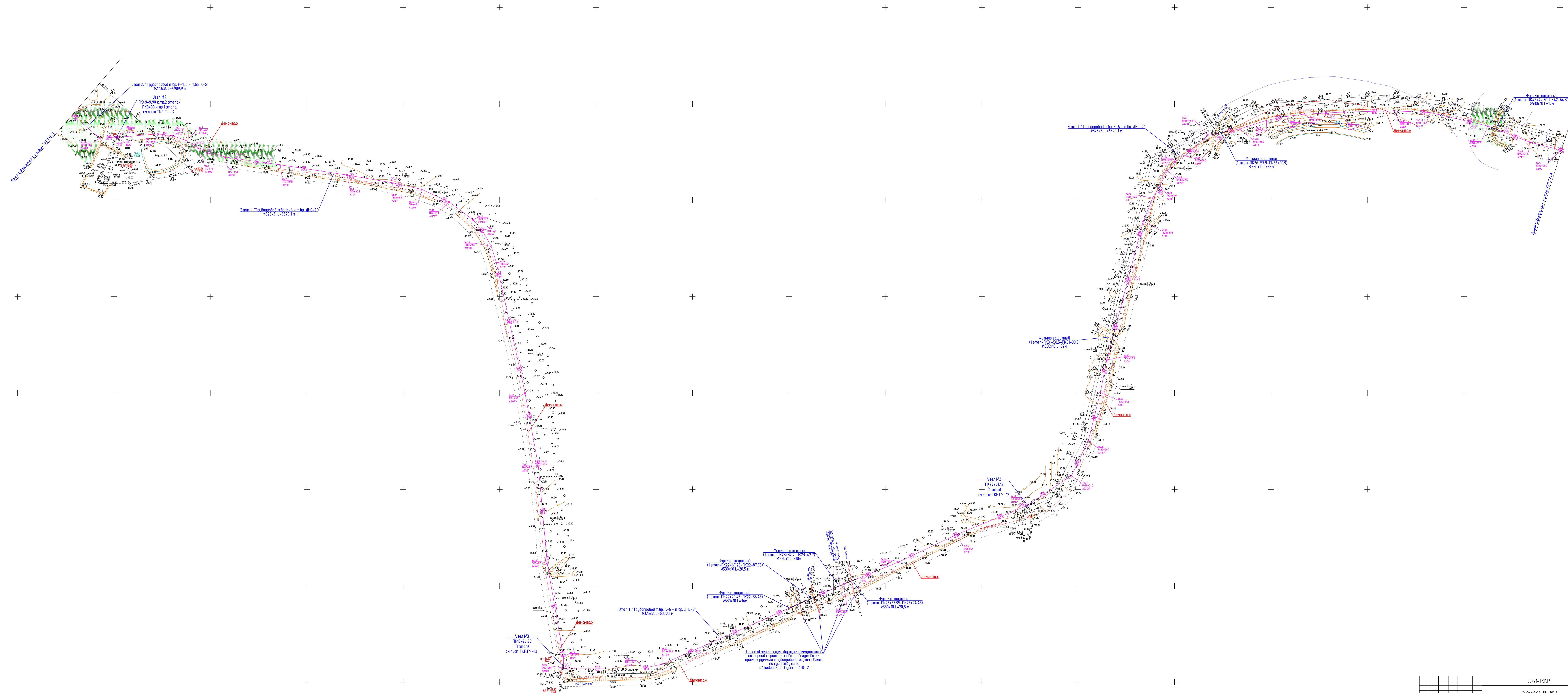
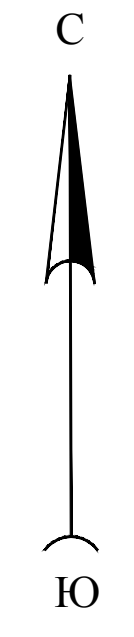


Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 - т.вр. ДНС-2"
φ325x8, L=6370,1 м

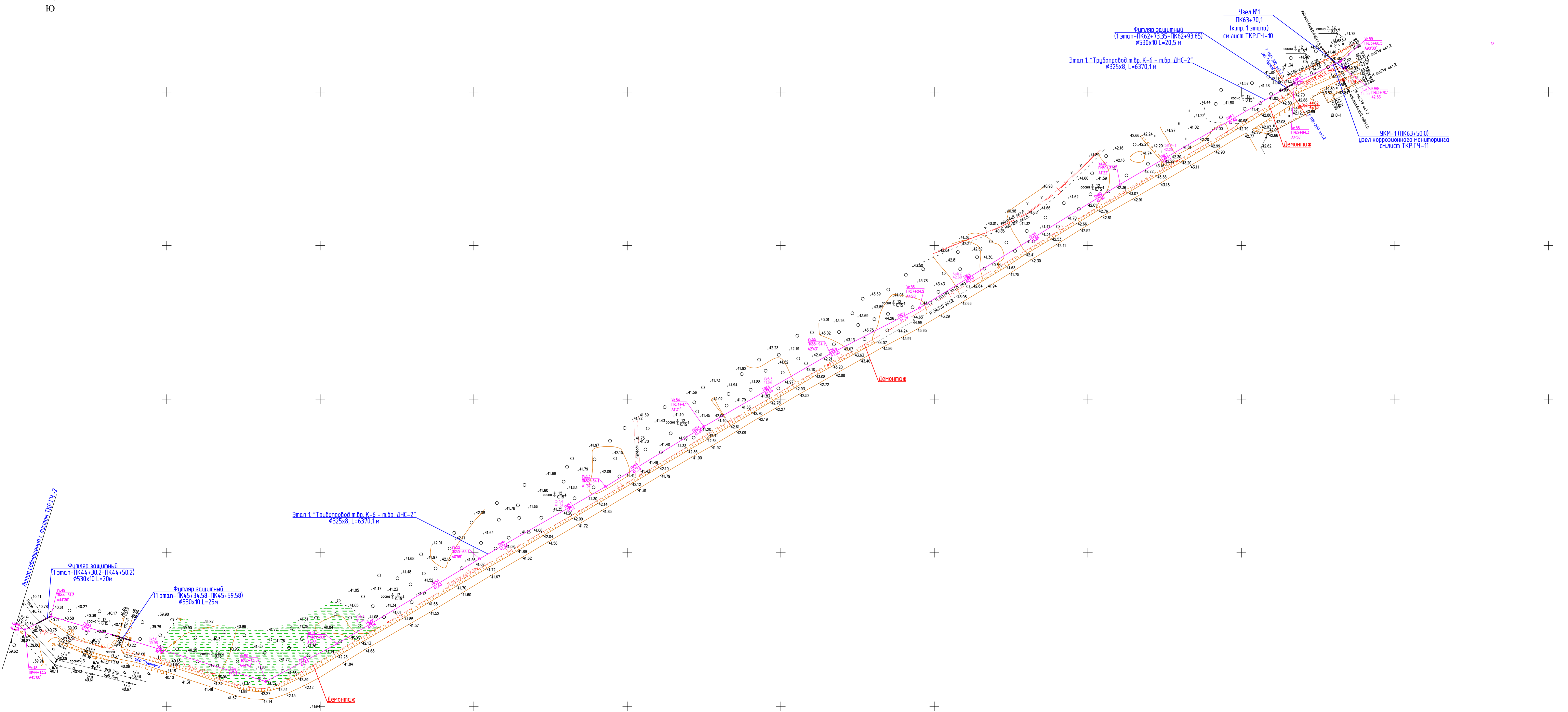
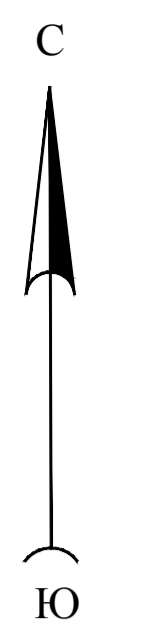


- Условные обозначения
- Граница проектирования
 - ⊠ Задвижка клиновья фланцевая

					08/21-ТКР.ГЧ				
					Трубопровод Р-156 - ДНС-2				
Изм.	Копуч	Лист	Издок	Подпись	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Раннинен				04.05.22		П	1	21
Н.контр.	Шлихтен				04.05.22	Схема линейного объекта	000 "АСУ Проект Инжиниринг"		
ГИП	Тимошинов				04.05.22				
					Формат А1				

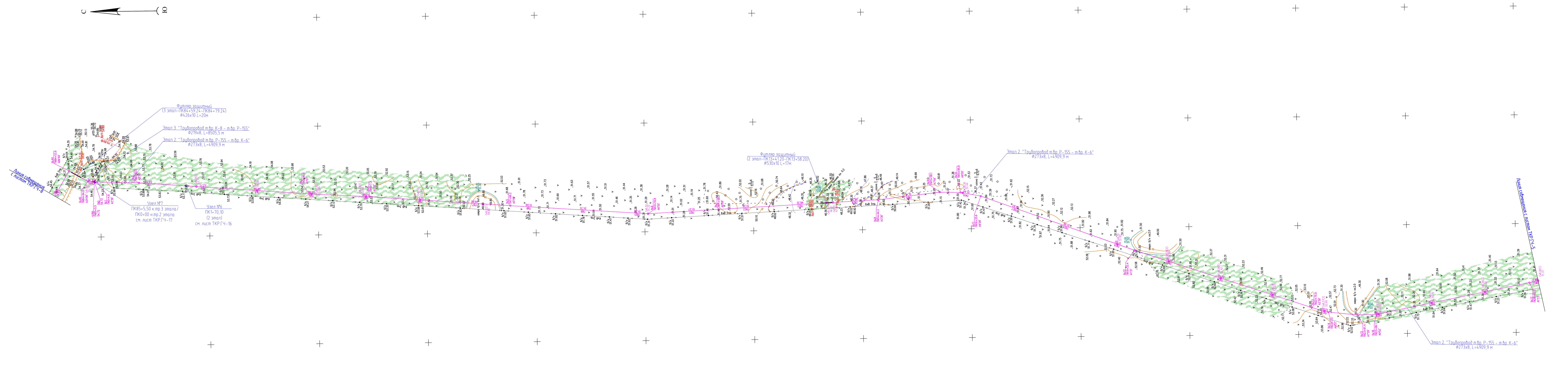


08/21-ТРП N4									
Городской округ - ИК-2									
№ п/п	Контент	Дата	Исполн.	Статус					
1	Проект	08.05.24	И.И.И.	Согласован	Согласован	Акт	Акт	Акт	Акт
					Техническое и исполнительное деление				
					выделено объектов, подлежащих согласованию				
					п 2				
Исполн.	Исполн.	08.05.24	Узел 1 - Трубопровод № К-6 - н.п. ДИК-2		ООО "АЭТ ПроектИнжиниринг"				
ИП	Согласован	08.05.24	Узел 2 - Трубопровод № П-55 - н.п. К-6		ООО "АЭТ ПроектИнжиниринг"				



Имя файла: 000662
 Подпись и дата: 04.05.22
 Владелец: 000662

08/21-ТКР ГЧ					
Трубопровод Р-156 - ДНС-2					
Изм.	Колучи	Лист	Мок	Подпись	Дата
Разраб.	Рачнев				04.05.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения					
Стрелка	Лист	Листов			
П	3				
Исполн.	Шихтен				04.05.22
Гип	Тимошин				04.05.22
Этап 1 "Трубопровод м.вр. К-6 - м.вр. ДНС-2" План ПК44-ПК63+70.1 М 1:2000					
ООО "АСУ Проект Инжиниринг"					
Формат А2Х3					

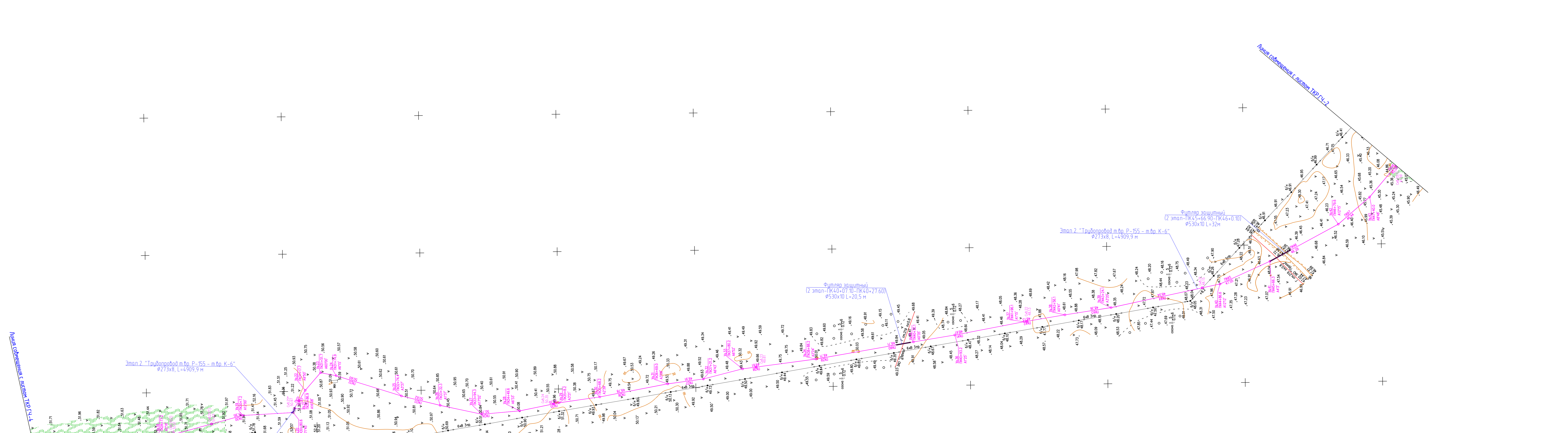


№д. № подл. 000662

Подпись в бумаге

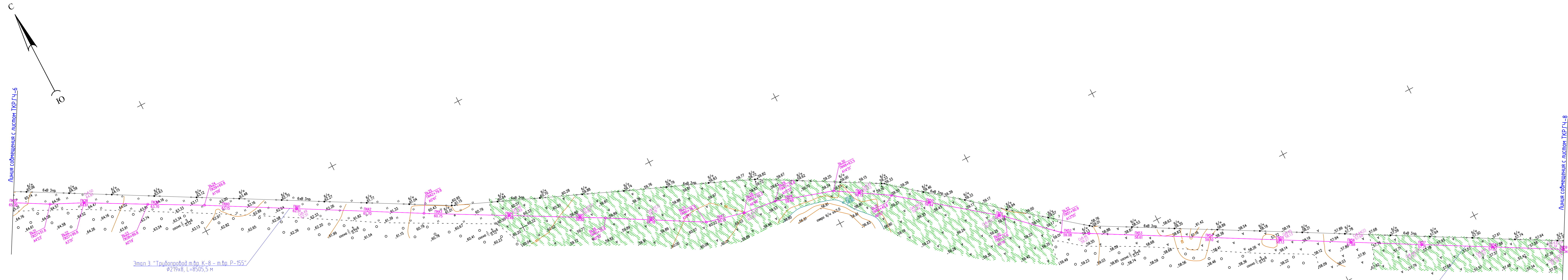
Вариант №

08/21-ТКРГЧ					
Трубопровод Р-156 - ДНС-2					
Изм.	Кол-во	Лист	Мок	Подпись	Дата
Разраб.	Рисован			<i>[Signature]</i>	04.05.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения					
Стадия Лист Листов					
П 4					
Н.контр.	Ш.лхтен	У.лх	04.05.22	Этап 2 "Трубопровод м.вр. Р-155 - м.вр. К-6" Лист ПК0-ПК27, М 12000	
ГМП	Тимошова		04.05.22	Этап 3 "Трубопровод м.вр. К-8 - м.вр. Р-155" Лист ПК84-ПК85+550, М 12000	
000 "АСУ Проект Инжениринг"					
Формат А3х5					



Мет. № подл. 0001662
 Подпись и дата

					08/21-ТКРГЧ				
					Трубопровод Р-156 - ДНС-2				
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подпись	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Рамненко				04.05.22		П	5	
Нконтр.	Шлихтен				04.05.22	Этап 2. "Трубопровод м.вр. Р-155 - м.вр. К-6" План ПК27-ПК48. М 1:2000	000 "АСУ Проект Инженеринг"		
ГИП	Тимоносов				04.05.22		Формат А3Х4		

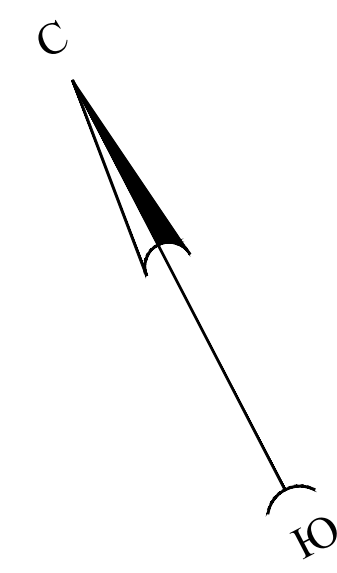


Этап 3 "Трубопровод т.вр. К-8 - т.вр. Р-155"
 Ø219x8, L=8505,5 м

Этап 3 "Трубопровод т.вр. К-8 - т.вр. Р-155"
 Ø219x8, L=8505,5 м

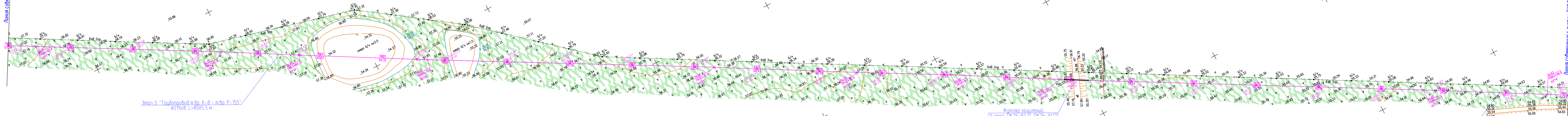
Мед. № подл.	0001662
Получен и дата	
Взят и дата	

08/21-ТКРГЧ					
Трубопровод Р-156 - ДНС-2					
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.	Рамнен			<i>[Signature]</i>	04.05.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения				Стадия	Лист
				П	7
Нконтр.	Шлихтен			<i>[Signature]</i>	04.05.22
ГИП	Тимошинов			<i>[Signature]</i>	04.05.22
Этап 3 "Трубопровод т.вр. К-8 - т.вр. Р-155" План ПК37-ПК59, М 1:2000				ООО "АСУ Проект Инжиниринг"	
Формат А3Х4					



Линия соприкосновения с листом ТКРГЧ-7

Линия соприкосновения с листом ТКРГЧ-4



Этап 3 "Трубопровод м.вр. К-8 - м.вр. Р-155"
Ø219x8, L=8505,5 м

Футляр защитный
(3 этап - ПК75+92.17 - ПК76+31.17)
Ø426x10 L=39м

Этап 3 "Трубопровод м.вр. К-8 - м.вр. Р-155"
Ø219x8, L=8505,5 м

№ документа	000662
Имя файла	000662
Путь к файлу	
Время	

08/21-ТКРГЧ					
Трубопровод Р-56 - ДНС-2					
Изм.	Кол-во	Лист	Мок	Подпись	Дата
Разраб.	Раннен				04.05.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения					
Нач.пр.	Шихтен				04.05.22
ГИП	Тимоцнов				04.05.22
Этап 3 "Трубопровод м.вр. К-8 - м.вр. Р-155" План ПК59-ПК84, М 1:2000					000 "АСУ Проект Инжиниринг"
Формат А3x5					

111

СПЕЦИФИКАЦИЯ

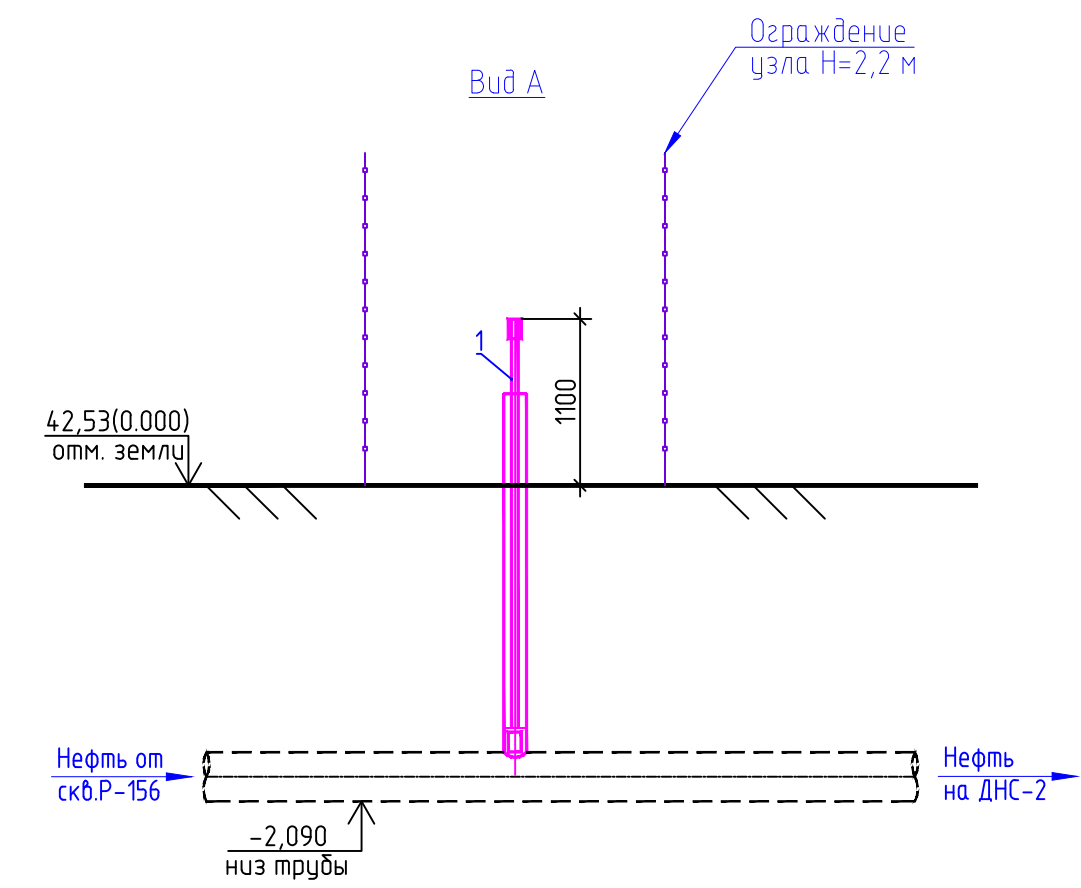
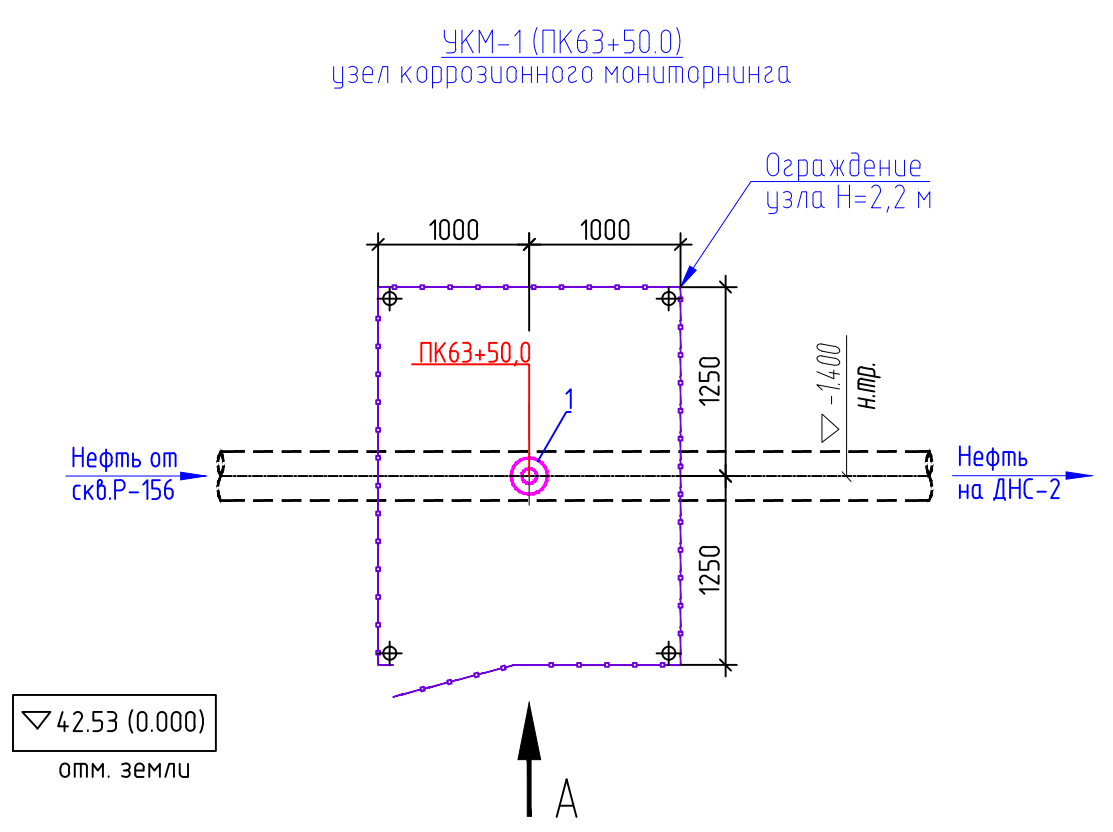
№п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг.	Примеч.
1	ЗКЛ-300-40 Х/М	Задвижка клиновья фланцевая DN300, PN4, 0МПа	1	723	компл.
2	ЗКЛ-50-40 Х/М	Задвижка клиновья фланцевая DN50, PN4, 0МПа	2	34	компл.
3	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 325 \times 8-09Г2С$	9,14	62,54	м
4	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 219 \times 8-09Г2С$	1,60	41,63	м
5	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 57 \times 6-09Г2С$	0,27	7,55	м
6	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-325x8-09Г2С	2	45,0	шт.
7	ГОСТ 17376-2001	Тройник 325x8-57x6-09Г2С	1	27,4	шт.
8	ГОСТ 17376-2001	Тройник 219x8-09Г2С	1	13,8	шт.
9	ГОСТ 17376-2001	Тройник 219x8-57x6-09Г2С	1	13,8	шт.
10	ГОСТ 17378-2001	Переход 325x8-219x8-09Г2С	1	10,0	шт.
11	см.лист ЛТ1-22	Узел установки манометра	2	-	компл.
12	см.лист ЛТ1-24	Опора под задвижку DN 300	1	-	шт.
13	ОСТ 36-94-83	Опора ОПХ2-100.325 сталь 09Г2С	1	20,10	шт.

08/21-ТКР.ГЧ					
Трубопровод Р-156 - ДНС-2					
Изм.	Колуч	Лист	Мдок	Подпись	Дата
Разраб.	Ранинен				04.05.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения					
			Стадия	Лист	Листов
			п	10	
Н.контр.	Шлехтен				04.05.22
ГИП	Тимошинов				04.05.22
Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 - т.вр. ДНС-2" Узел №1. План; Разрез 1-1. М 1:50					
000 "АСУ Проект Инжиниринг"					

Формат А2

Инд. № подл.	0001662
Подпись и дата	
Взам. инд. №	

№п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг.	Примеч.
1	УКМ-1	Устройство коррозионного мониторинга	1	сборн.	шт.

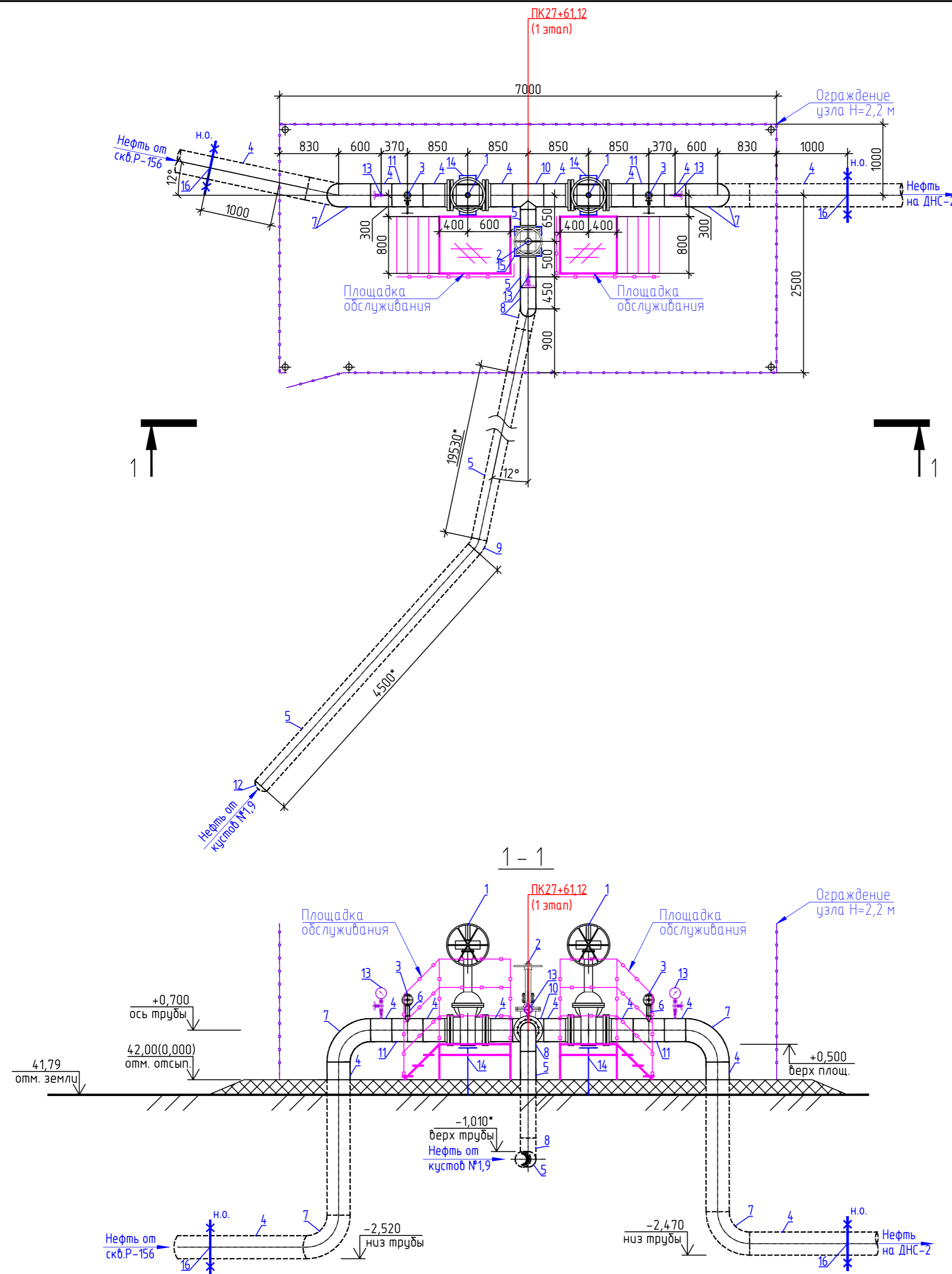


Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	0001662

08/21-ТКР.ГЧ					
Трубопровод Р-156 - ДНС-2					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Ранинен		<i>[Signature]</i>	04.05.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения				Стадия	Лист
				П	11
Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 - т.вр. ДНС-2"				000 "АСУ Проект Инжиниринг"	
Узел коррозионного мониторинга УКМ-1 (ПК63+50.0)					
Н.контр.		Шлихтен		<i>[Signature]</i>	04.05.22
ГИП		Тимошинов		<i>[Signature]</i>	04.05.22

СПЕЦИФИКАЦИЯ

№п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг.	Примеч.
1	ЭКЛ-300-40 Х/М	Задвижка клиновая фланцевая DN300, PN4,0МПа	2	723	компл.
2	ЭКЛ-200-40 Х/М	Задвижка клиновая фланцевая DN200, PN4,0МПа	1	294	компл.
3	ЭКЛ-50-40 Х/М	Задвижка клиновая фланцевая DN50, PN4,0МПа	2	34	компл.
4	ТУ 14-161-184-2000	Труба ϕ 325x8-09Г2С	8,94	62,54	м
5	ТУ 14-161-184-2000	Труба ϕ 219x8-09Г2С	27,00	41,63	м
6	ТУ 14-161-184-2000	Труба ϕ 57x6-09Г2С	0,28	7,55	м
7	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-325x8-09Г2С	4	45,0	шт.
8	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-219x8-09Г2С	2	20,0	шт.
9	ГОСТ 17375-2001	Отвод 30-219x8-09Г2С	1	6,67	шт.
10	ГОСТ 17376-2001	Тройник 325x8-219x8-09Г2С	1	27,4	шт.
11	ГОСТ 17376-2001	Тройник 325x8-57x6-09Г2С	2	27,4	шт.
12	ГОСТ 17379-2001	Заглушка 219x8-09Г2С	1	4,6	шт.
13	см.лист ЛТ1-22	Узел установки манометра	3	-	компл.
14	см.лист ЛТ1-24	Опора под задвижку DN 300	2	-	шт.
15	см.лист ЛТ1-24	Опора под задвижку DN 200	1	-	шт.
16	ОСТ 36-94-83	Опора ОПХ2-100.325 сталь 09Г2С	2	20,10	шт.



08/21-ТКР.ГЧ					
Трубопровод Р-156 - ДНС-2					
Изм.	Колуч	Лист	Мдок	Подпись	Дата
Разраб.	Ранинен			<i>[Signature]</i>	04.05.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения				Стадия	Лист
				п	12
Н.контр.	Шлихтен			<i>[Signature]</i>	04.05.22
ГИП	Тимошнов			<i>[Signature]</i>	04.05.22
Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 - т.вр. ДНС-2" Узел №2. План; Разрез 1-1 М 1:50				ООО "АСУ Проект Инжиниринг"	

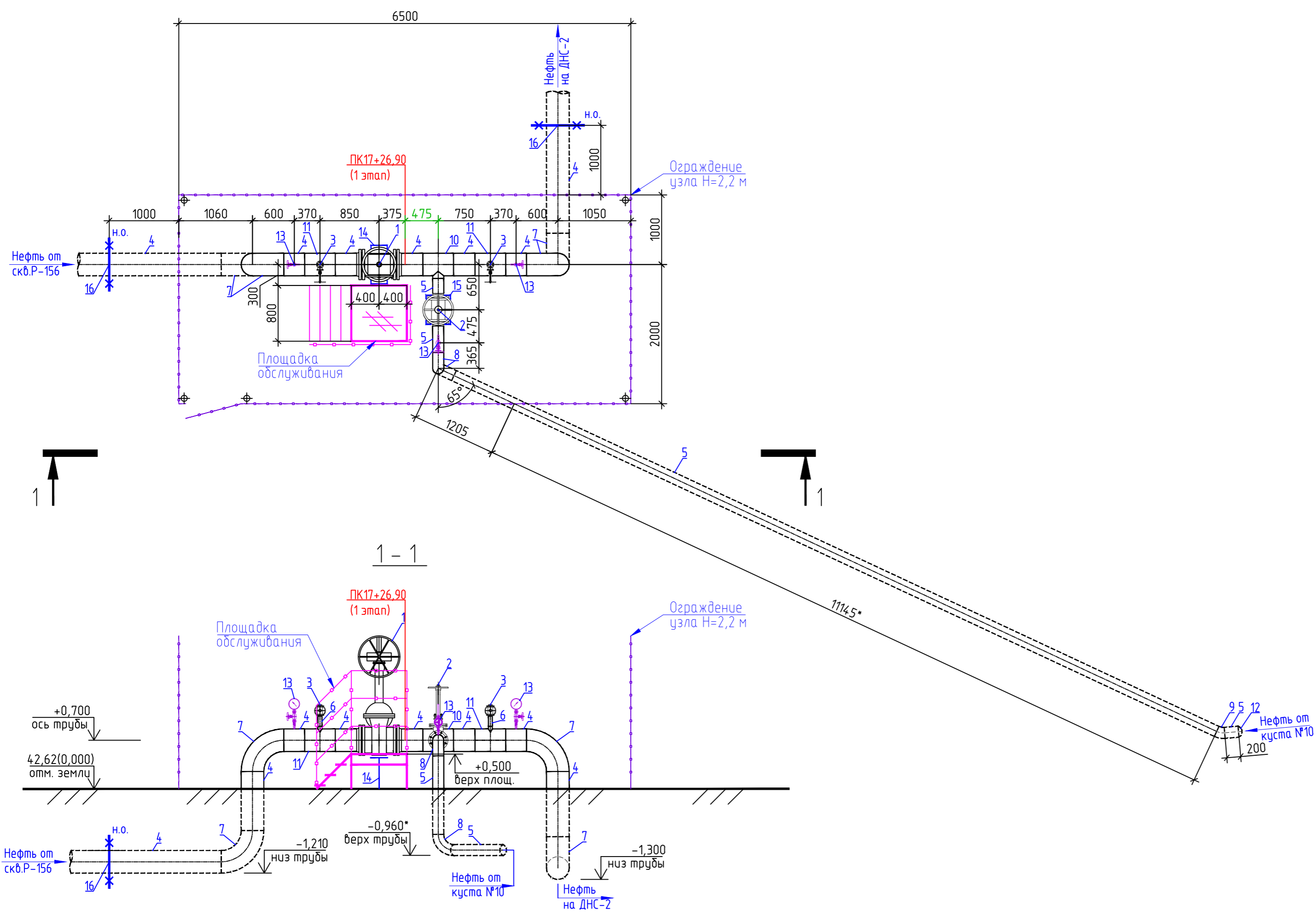
Инд. № подл. 0001662

Взам. инв. №

Подпись и дата

СПЕЦИФИКАЦИЯ

№п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кз.	Примеч.
1	ЗКЛ-300-40 ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая DN300, PN4,0МПа	1	723	компл.
2	ЗКЛ-150-40 ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая DN150, PN4,0МПа	1	182	компл.
3	ЗКЛ-50-40 ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая DN50, PN4,0МПа	2	34	компл.
4	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 325 \times 8-09Г2С$	6,46	62,54	м
5	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 159 \times 8-09Г2С$	15,00	29,79	м
6	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 57 \times 6-09Г2С$	0,28	7,55	м
7	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-325x8-09Г2С	4	45,0	шт.
8	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-159x8-09Г2С	2	11,0	шт.
9	ГОСТ 17375-2001	Отвод 30-159x8-09Г2С	1	3,67	шт.
10	ГОСТ 17376-2001	Тройник 325x8-159x8-09Г2С	1	27,4	шт.
11	ГОСТ 17376-2001	Тройник 325x8-57x6-09Г2С	2	27,4	шт.
12	ГОСТ 17379-2001	Заглушка 159x8-09Г2С	1	2,3	шт.
13	см.лист ЛТ1-22	Узел установки манометра	3	-	компл.
14	см.лист ЛТ1-24	Опора под задвижку DN 300	1	-	шт.
15	см.лист ЛТ1-24	Опора под задвижку DN 150	1	-	шт.
16	ОСТ 36-94-83	Опора ОПХ2-100.325 сталь 09Г2С	2	20,10	шт.

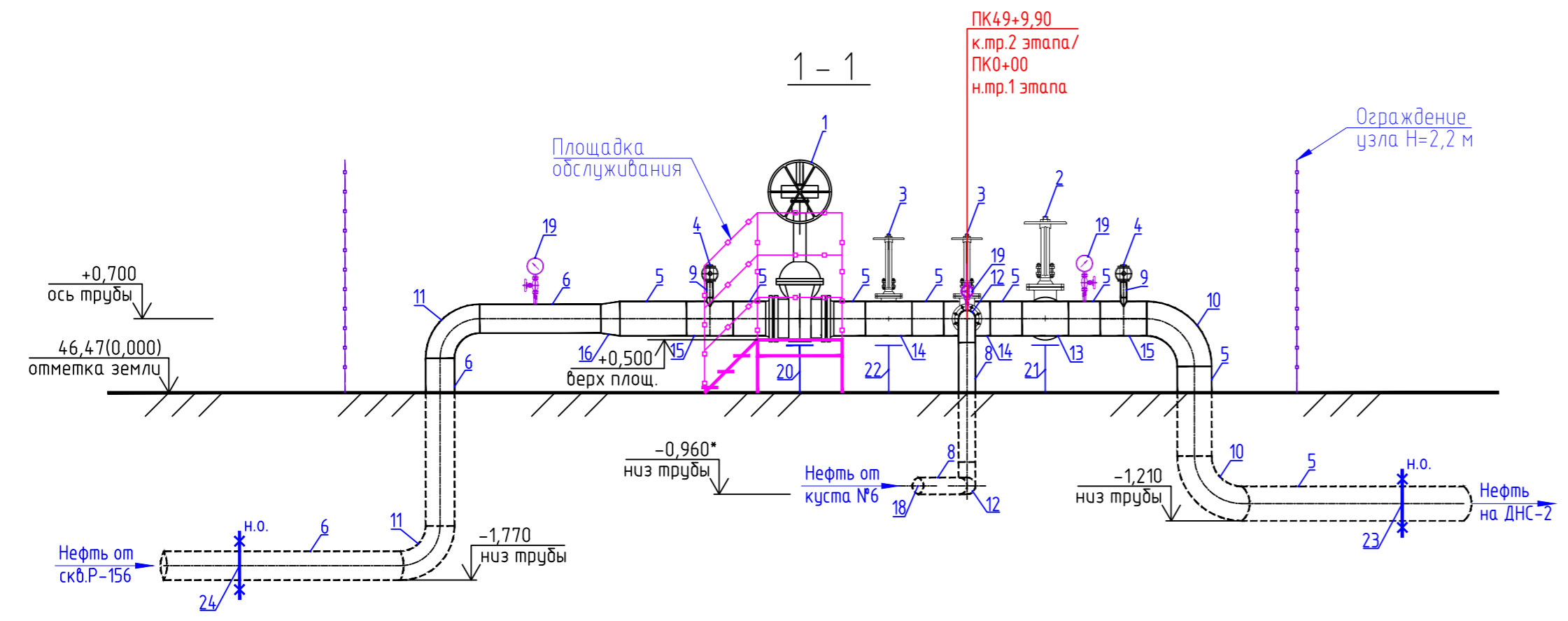
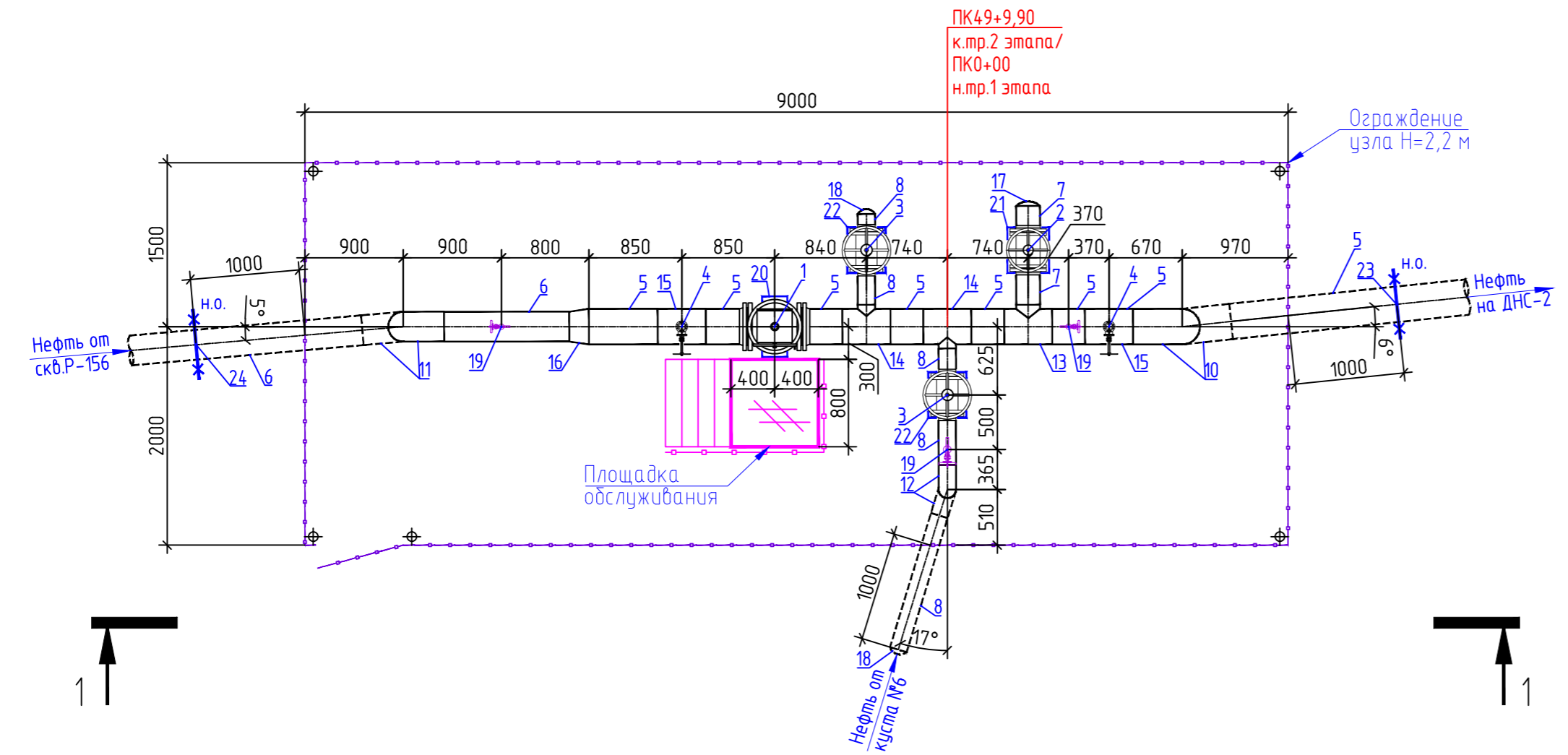


08/21-ТКР.ГЧ					
Трубопровод Р-156 - ДНС-2					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Раннинен		<i>[Signature]</i>	04.05.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения					Стадия
					Лист
					Листов
Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 - т.вр. ДНС-2" Узел №3. План; Разрез 1-1. М 1:50					ООО "АСУ Проект Инжиниринг"
Н.контр.	Шлихтен			<i>[Signature]</i>	04.05.22
ГИП	Тимошинов			<i>[Signature]</i>	04.05.22

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	0001662

СПЕЦИФИКАЦИЯ

№п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг.	Примеч.
1	ЗКЛ-300-40 ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая DN300, PN4,0МПа	1	723	компл.
2	ЗКЛ-200-40 ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая DN200, PN4,0МПа	1	294	компл.
3	ЗКЛ-150-40 ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая DN150, PN4,0МПа	2	182	компл.
4	ЗКЛ-50-40 ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая DN50, PN4,0МПа	2	34	компл.
5	ТУ 14-161-184-2000	Труба ϕ 325x8-09Г2С	4,58	62,54	м
6	ТУ 14-161-184-2000	Труба ϕ 273x8-09Г2С	4,20	52,28	м
7	ТУ 14-161-184-2000	Труба ϕ 219x8-09Г2С	0,45	41,63	м
8	ТУ 14-161-184-2000	Труба ϕ 159x8-09Г2С	3,00	29,79	м
9	ТУ 14-161-184-2000	Труба ϕ 57x6-09Г2С	0,28	7,55	м
10	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-325x8-09Г2С	2	45,0	шт.
11	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-273x8-09Г2С	2	31,0	шт.
12	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-159x8-09Г2С	2	11,0	шт.
13	ГОСТ 17376-2001	Тройник 325x8-219x8-09Г2С	1	27,4	шт.
14	ГОСТ 17376-2001	Тройник 325x8-159x8-09Г2С	2	27,4	шт.
15	ГОСТ 17376-2001	Тройник 325x8-57x6-09Г2С	2	27,4	шт.
16	ГОСТ 17378-2001	Переход 325x8-273x8-09Г2С	1	11,0	шт.
17	ГОСТ 17379-2001	Заглушка 219x8-09Г2С	1	4,6	шт.
18	ГОСТ 17379-2001	Заглушка 159x8-09Г2С	2	2,3	шт.
19	см.лист ЛТ1-22	Узел установки манометра	3	-	компл.
20	см.лист ЛТ1-24	Опора под задвижку DN 300	1	-	шт.
21	см.лист ЛТ1-24	Опора под задвижку DN 200	1	-	шт.
22	см.лист ЛТ1-24	Опора под задвижку DN 150	2	-	шт.
23	ОСТ 36-94-83	Опора ОПХ2-100.325 сталь 09Г2С	1	20,10	шт.
24	ОСТ 36-94-83	Опора ОПХ2-100.273 сталь 09Г2С	1	13,4	шт.

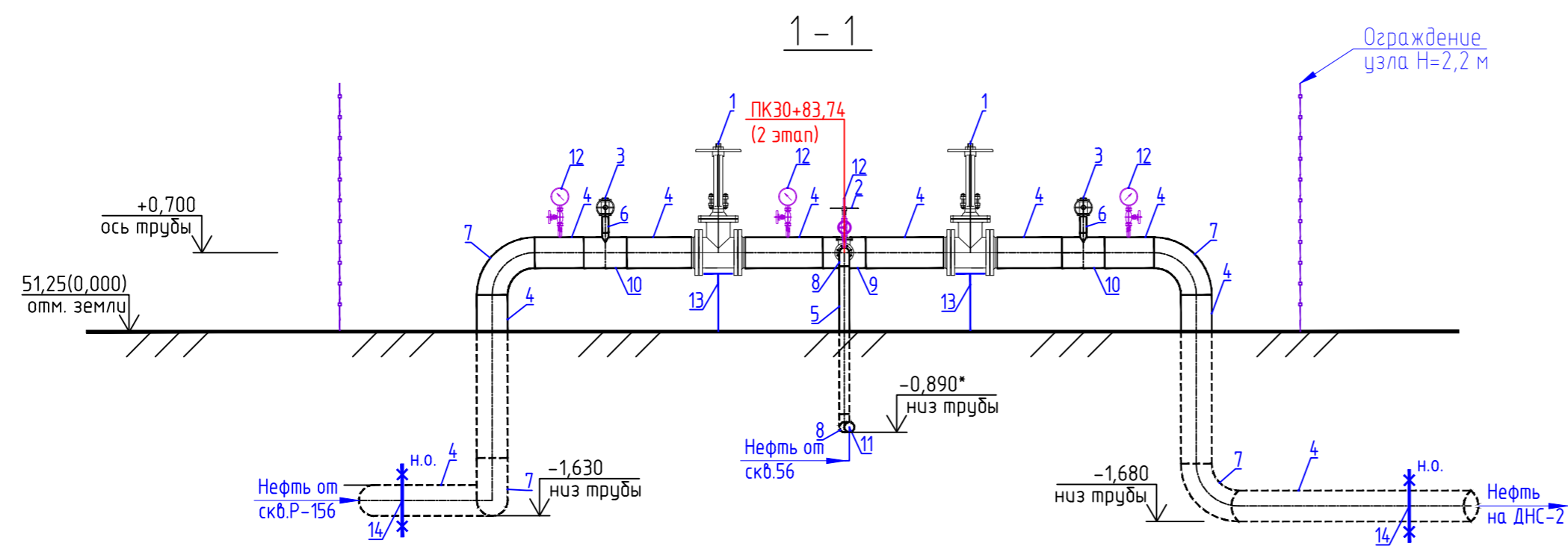
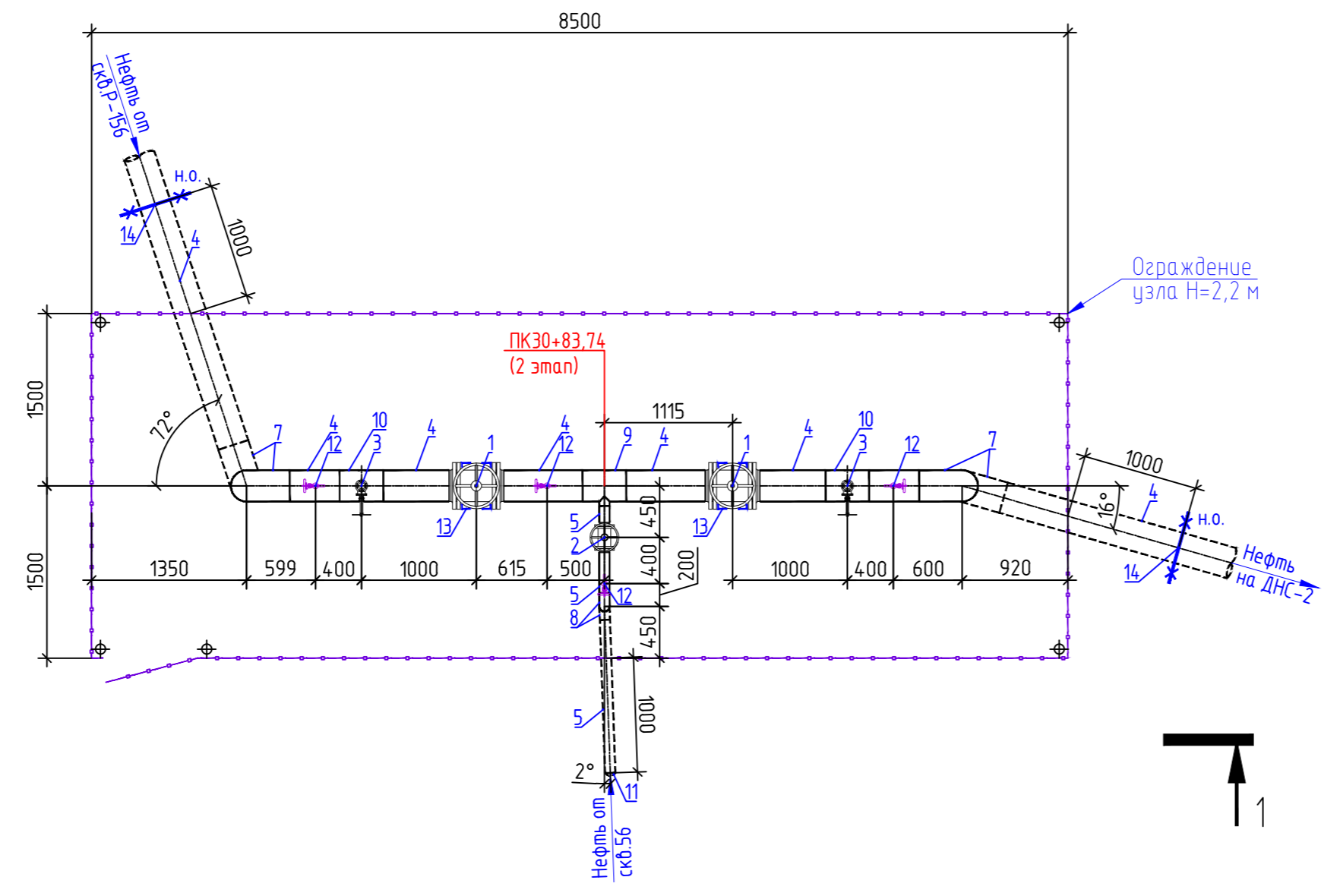


08/21-ТКР.ГЧ					
Трубопровод Р-156 - ДНС-2					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Раннинен		<i>[Signature]</i>	04.05.22
Н.контр.		Шлехтен		<i>[Signature]</i>	04.05.22
ГИП		Тимошинов		<i>[Signature]</i>	04.05.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения				Стадия	Лист
Этап 1. "Трубопровод т.вр. К-6 - т.вр. ДНС-2" Узел №4. План; Разрез 1-1. М 1:50				П	14
ООО "АСУ Проект Инжиниринг"				Листов	

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	0001662

СПЕЦИФИКАЦИЯ

№п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг.	Примеч.
1	ЗКЛ-250-40 ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая DN250, PN4,0МПа	2	517	компл.
2	ЗКЛ-80-40 ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая DN80, PN4,0МПа	1	56	компл.
3	ЗКЛ-50-40 ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая DN50, PN4,0МПа	2	34	компл.
4	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 273 \times 8-09Г2С$	10,16	52,28	м
5	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 89 \times 8-09Г2С$	3,18	15,98	м
6	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 57 \times 6-09Г2С$	0,28	7,55	м
7	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-273x8-09Г2С	4	31,0	шт.
8	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-89x8-09Г2С	2	3,0	шт.
9	ГОСТ 17376-2001	Тройник 273x8-89x8-09Г2С	1	20,0	шт.
10	ГОСТ 17376-2001	Тройник 273x8-57x6-09Г2С	2	20,0	шт.
11	ГОСТ 17379-2001	Заглушка 89x8-09Г2С	1	0,9	шт.
12	см.лист ЛТ2-14	Узел установки манометра	4	-	компл.
13	см.лист ЛТ2-16	Опора под задвижку DN 250	2	-	шт.
14	ОСТ 36-94-83	Опора ОПХ2-100.273 сталь 09Г2С	2	13,4	шт.

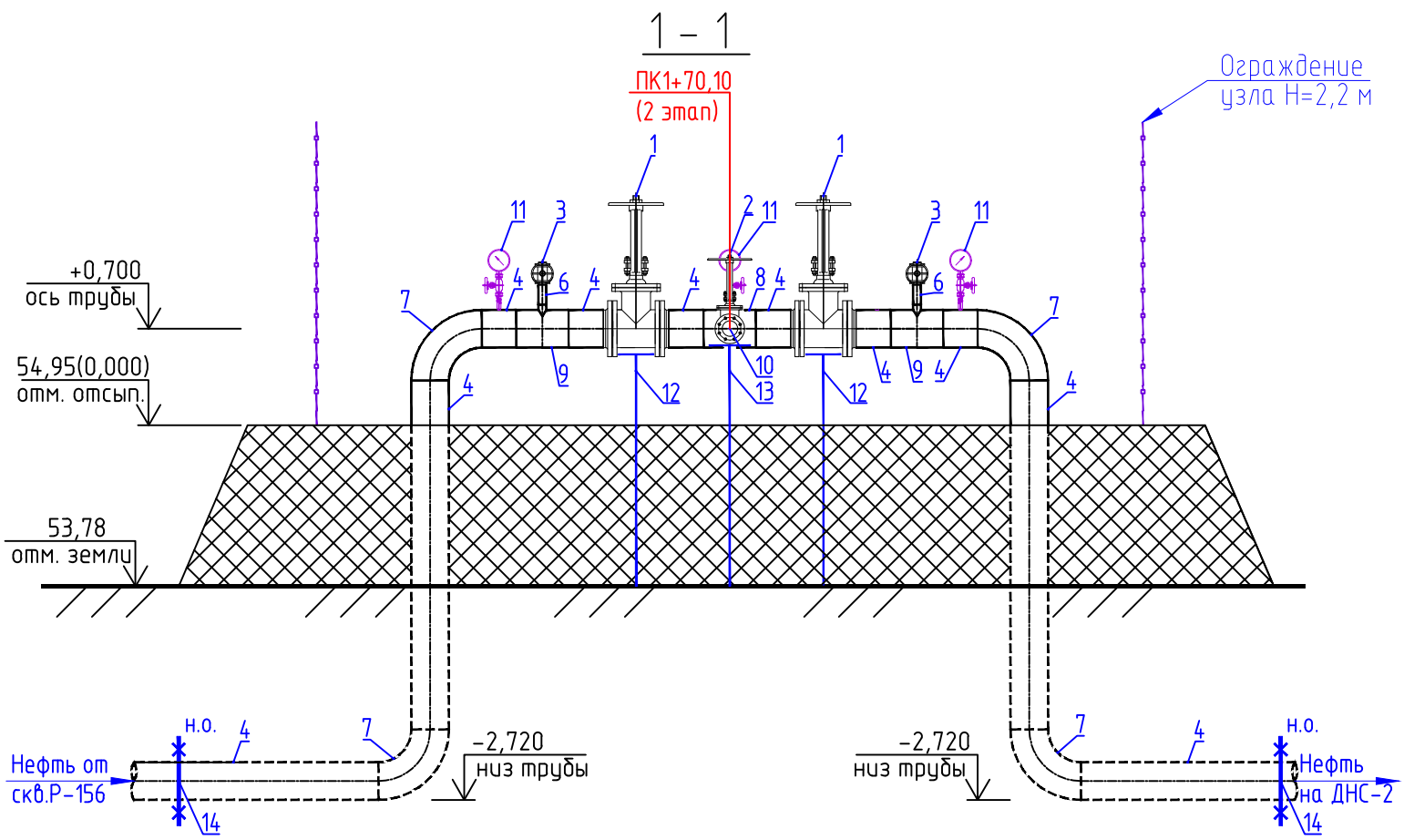
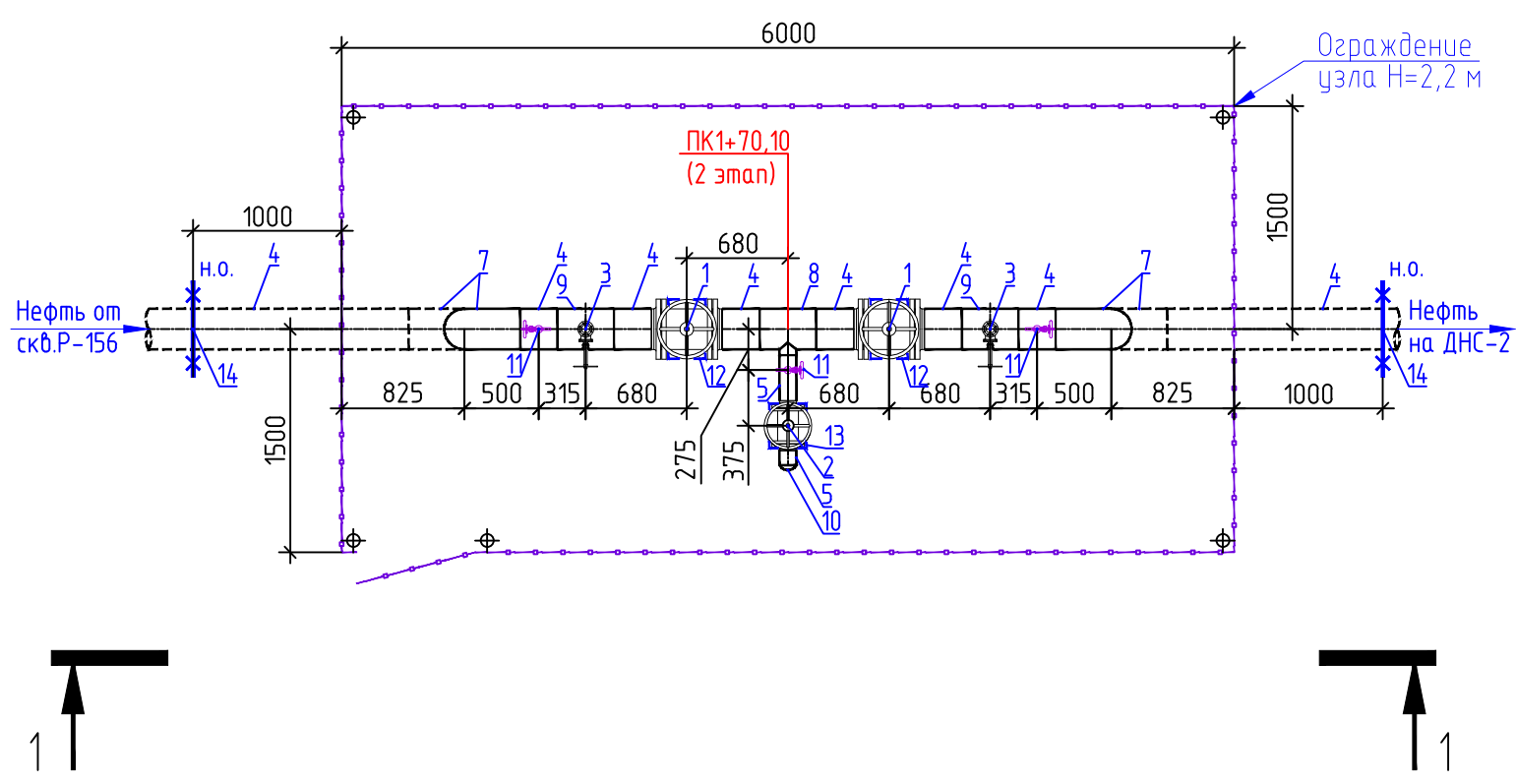


08/21-ТКР.ГЧ					
Трубопровод Р-156 - ДНС-2					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.	Раннинен			<i>[Signature]</i>	04.05.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения				Стадия	Лист
				П	15
Н.контр.	Шлихтен			<i>[Signature]</i>	04.05.22
ГИП	Тимошинов			<i>[Signature]</i>	04.05.22
Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 - т.вр. К-6" Узел №5. План; Разрез 1-1. М 1:50				ООО "АСУ Проект Инжиниринг"	

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	0001662

СПЕЦИФИКАЦИЯ

№п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кз.	Примеч.
1	ЗКЛ-250-40 ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая DN250, PN4,0МПа	2	517	компл.
2	ЗКЛ-100-40 ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая DN100, PN4,0МПа	1	86	компл.
3	ЗКЛ-50-40 ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая DN50, PN4,0МПа	2	34	компл.
4	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 273 \times 8-09Г2С$	9,50	52,28	м
5	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 114 \times 8-09Г2С$	0,40	20,91	м
6	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 57 \times 6-09Г2С$	0,28	7,55	м
7	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-273x8-09Г2С	4	31,0	шт.
8	ГОСТ 17376-2001	Тройник 273x8-114x8-09Г2С	1	20,0	шт.
9	ГОСТ 17376-2001	Тройник 273x8-57x6-09Г2С	2	20,0	шт.
10	ГОСТ 17379-2001	Заглушка 114x8-09Г2С	1	1,3	шт.
11	см.лист ЛТ2-14	Узел установки манометра	3	-	компл.
12	см.лист ЛТ2-16	Опора под задвижку DN 250	2	-	шт.
13	см.лист ЛТ2-16	Опора под задвижку DN 100	1	-	шт.
14	ОСТ 36-94-83	Опора ОПХ2-100.273 сталь 09Г2С	2	13,4	шт.

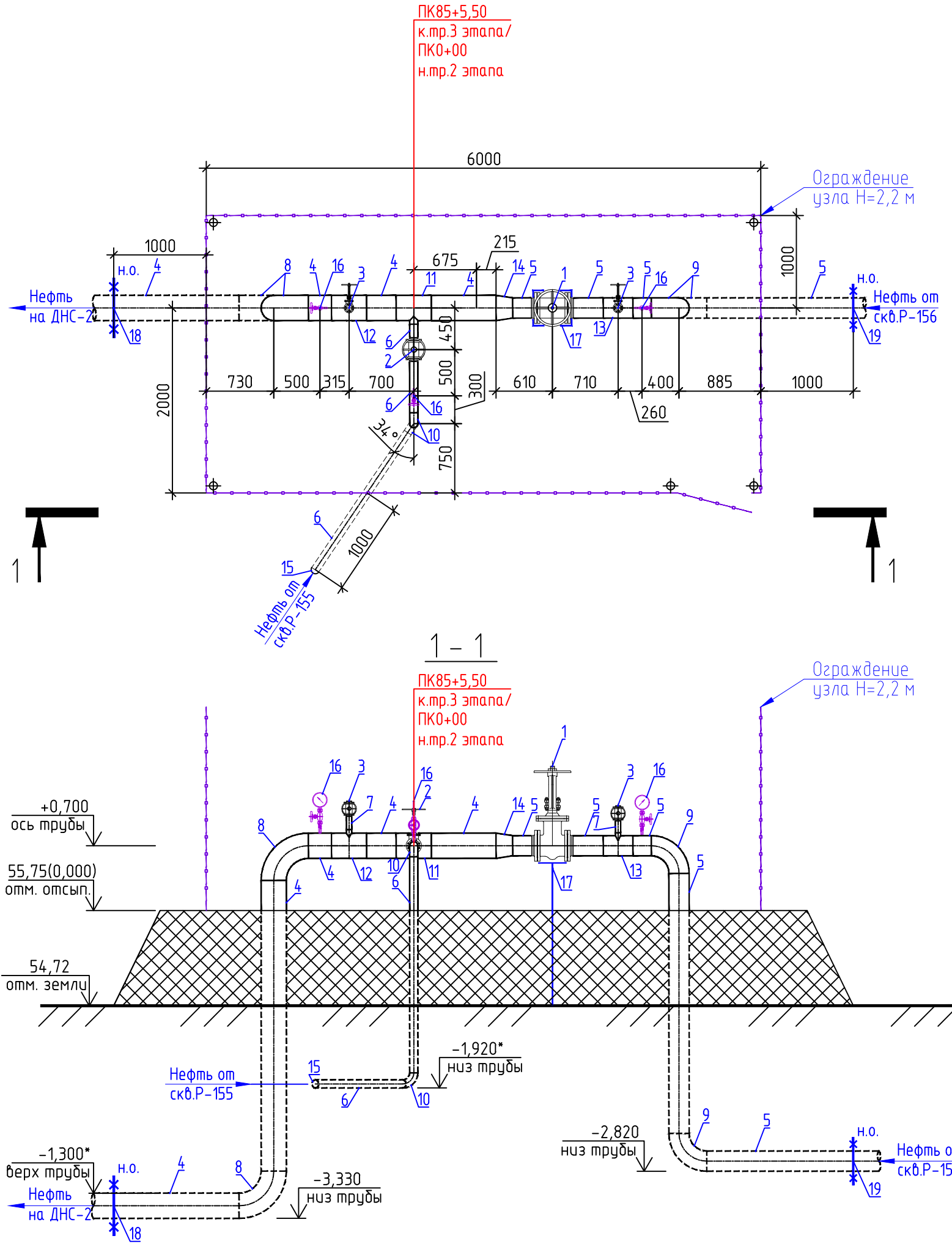


Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.
0001662

08/21-ТКР.ГЧ					
Трубопровод Р-156 - ДНС-2					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.		Ранинен		<i>[Signature]</i>	04.05.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения				Стадия	Лист
				П	16
Этап 2. "Трубопровод т.вр. Р-155 - т.вр. К-6" Узел №6. План; Разрез 1-1. М 1:50				ООО "АСУ Проект Инжиниринг"	
Н.контр.	Шлихтен			<i>[Signature]</i>	04.05.22
ГИП	Тимошинов			<i>[Signature]</i>	04.05.22

СПЕЦИФИКАЦИЯ

№п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кз.	Примеч.
1	ЗКЛ-200-40 ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая DN200, PN4,0МПа	1	294	компл.
2	ЗКЛ-80-40 ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая DN80, PN4,0МПа	1	56	компл.
3	ЗКЛ-50-40 ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая DN50, PN4,0МПа	2	34	компл.
4	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 273 \times 8-09Г2С$	5,78	52,28	м
5	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 219 \times 8-09Г2С$	5,20	41,63	м
6	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 89 \times 8-09Г2С$	4,85	15,98	м
7	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 57 \times 6-09Г2С$	0,25	7,55	м
8	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-273x8-09Г2С	2	31,0	шт.
9	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-219x8-09Г2С	2	20,0	шт.
10	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-89x8-09Г2С	2	3,0	шт.
11	ГОСТ 17376-2001	Тройник 273x8-89x8-09Г2С	1	20,0	шт.
12	ГОСТ 17376-2001	Тройник 273x8-57x6-09Г2С	1	20,0	шт.
13	ГОСТ 17376-2001	Тройник 219x8-57x6-09Г2С	1	13,8	шт.
14	ГОСТ 17378-2001	Переход 273x8-219x8-09Г2С	1	11,0	шт.
15	ГОСТ 17379-2001	Заглушка 89x8-09Г2С	1	0,9	шт.
16	см.лист ЛТ2-14	Узел установки манометра	3	-	компл.
17	см.лист ЛТ2-16	Опора под задвижку DN 200	1	-	шт.
18	ОСТ 36-94-83	Опора ОПХ2-100.273 сталь 09Г2С	1	13,4	шт.
19	ОСТ 36-94-83	Опора ОПХ2-100.219 сталь 09Г2С	1	8,9	шт.

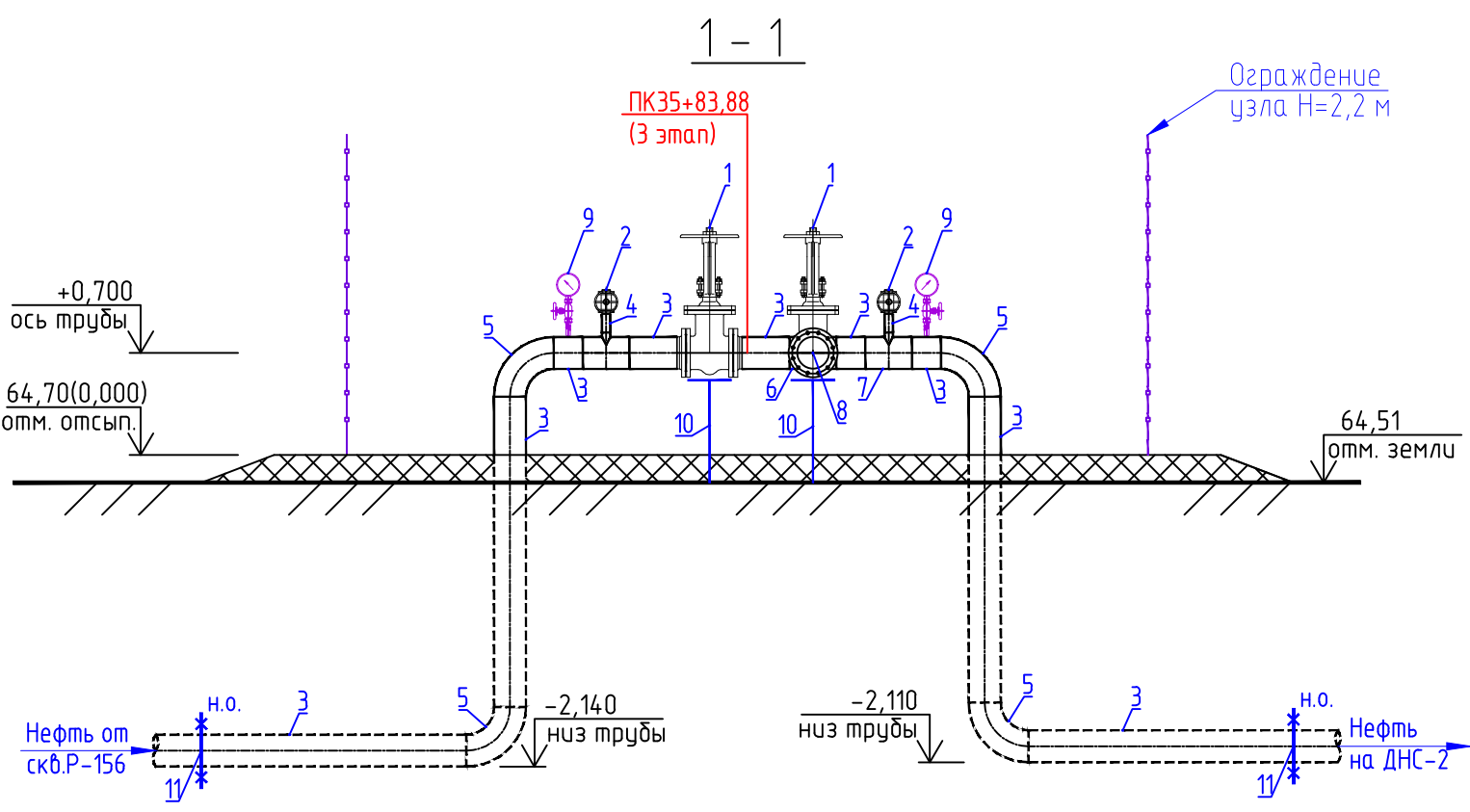
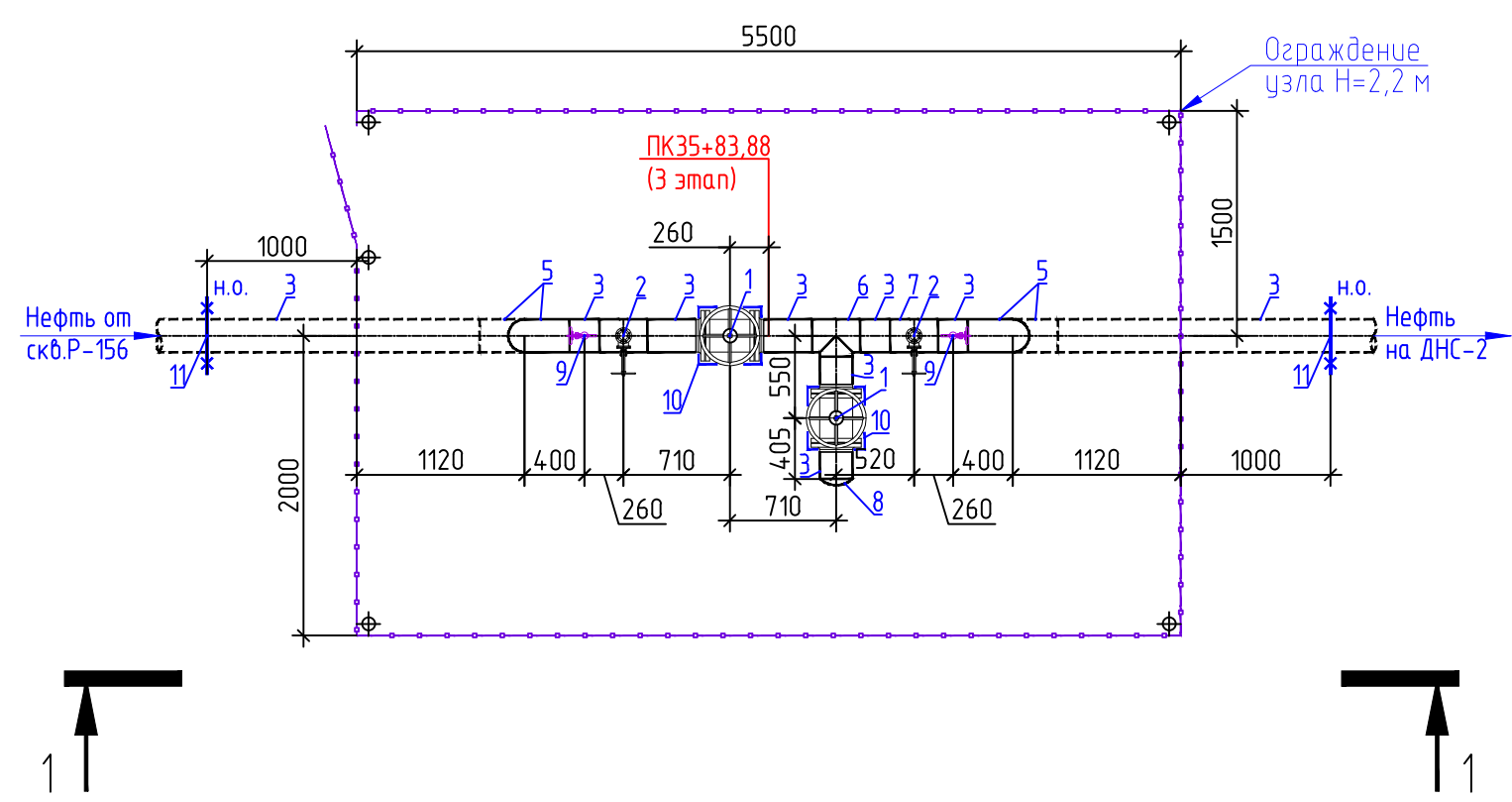


Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл. 0001662

08/21-ТКР.ГЧ					
Трубопровод Р-156 - ДНС-2					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.		Ранинен		<i>[Signature]</i>	04.05.22
Н.контр.		Шлихтен		<i>[Signature]</i>	04.05.22
ГИП		Тимошинов		<i>[Signature]</i>	04.05.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения				Стадия	Лист
				П	17
Этап 2. "Трубопровод м.вр. Р-155 - м.вр. К-6" Узел №7. План; Разрез 1-1. М 1:50				ООО "АСУ Проект Инжиниринг"	

СПЕЦИФИКАЦИЯ

№п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кз.	Примеч.
1	ЗКЛ-200-40 ХЛ1	Задвижка клиновая фланцевая DN200, PN4,0МПа	2	294	компл.
2	ЗКЛ-50-40 ХЛ1	Задвижка клиновая фланцевая DN50, PN4,0МПа	2	34	компл.
3	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 219 \times 8-09Г2С$	9,11	41,63	м
4	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 57 \times 6-09Г2С$	0,25	7,55	м
5	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-219x8-09Г2С	4	20,0	шт.
6	ГОСТ 17376-2001	Тройник 219x8-09Г2С	1	13,8	шт.
7	ГОСТ 17376-2001	Тройник 219x8-57x6-09Г2С	2	13,8	шт.
8	ГОСТ 17379-2001	Заглушка 219x8-09Г2С	1	4,6	шт.
9	см.лист ЛТЗ-21	Узел установки манометра	2	-	компл.
10	см.лист ЛТЗ-23	Опора под задвижку DN 200	2	-	шт.
11	ОСТ 36-94-83	Опора ОПХ2-100.219 сталь 09Г2С	2	8,9	шт.

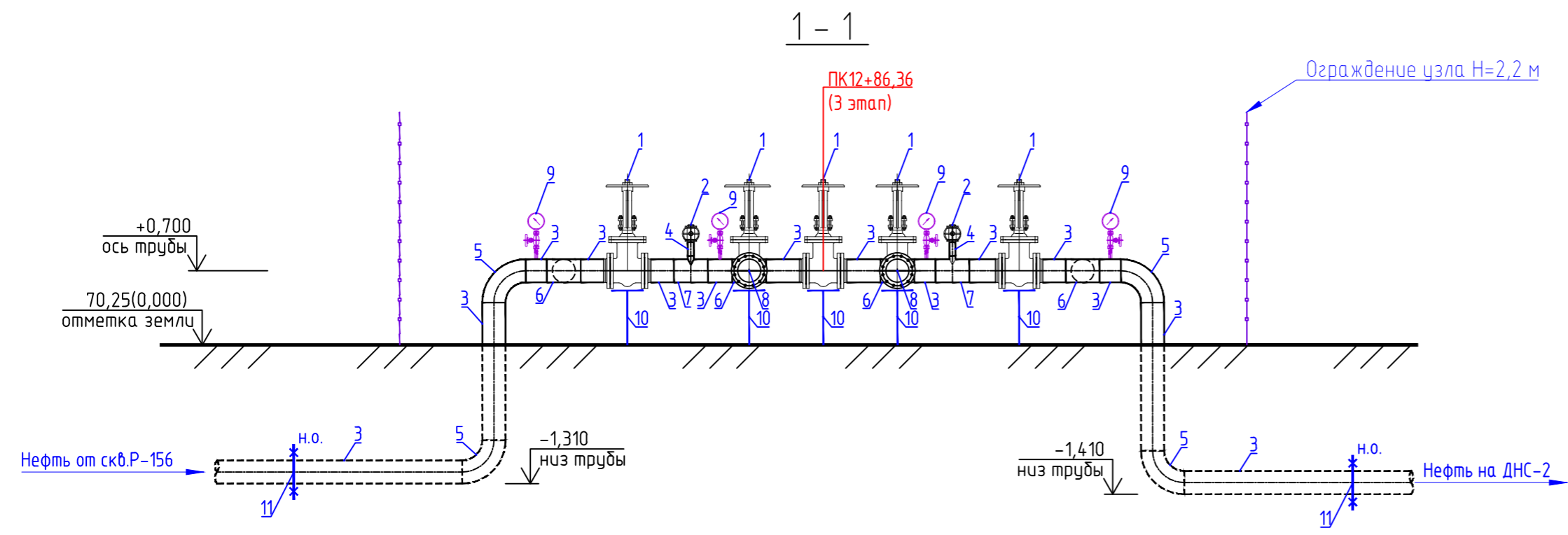
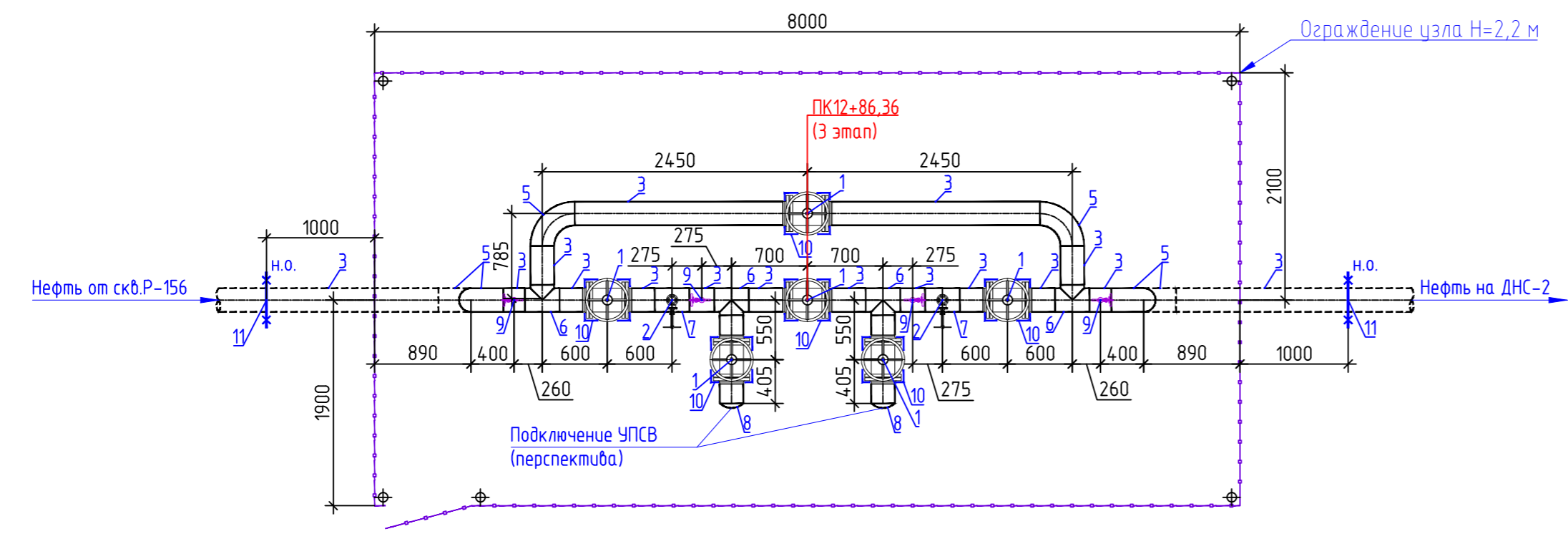


Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	0001662

08/21-ТКР.ГЧ					
Трубопровод Р-156 - ДНС-2					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.		Ранинен		<i>[Signature]</i>	04.05.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения				Стадия	Лист
				П	18
Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 - т.вр. Р-155" Узел №8. План; Разрез 1-1. М 1:50				ООО "АСУ Проект Инжиниринг"	
Н.контр.	Шлихтен			<i>[Signature]</i>	04.05.22
ГИП	Тимошинов			<i>[Signature]</i>	04.05.22

СПЕЦИФИКАЦИЯ

№п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг.	Примеч.
1	ЗКЛ-200-40 ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая DN200, PN4,0МПа	6	294	компл.
2	ЗКЛ-50-40 ХЛ1	Задвижка клиновья фланцевая DN50, PN4,0МПа	2	34	компл.
3	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\varnothing 219 \times 8-09Г2С$	13,68	41,63	м
4	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\varnothing 57 \times 6-09Г2С$	0,25	7,55	м
5	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-219x8-09Г2С	6	20,0	шт.
6	ГОСТ 17376-2001	Тройник 219x8-09Г2С	4	13,8	шт.
7	ГОСТ 17376-2001	Тройник 219x8-57x6-09Г2С	2	13,8	шт.
8	ГОСТ 17379-2001	Заглушка 219x8-09Г2С	2	4,6	шт.
9	см.лист ЛТЗ-21	Узел установки манометра	4	-	компл.
10	см.лист ЛТЗ-23	Опора под задвижку DN 200	6	-	шт.
11	ОСТ 36-94-83	Опора ОПХ2-100.219 сталь 09Г2С	2	8,9	шт.

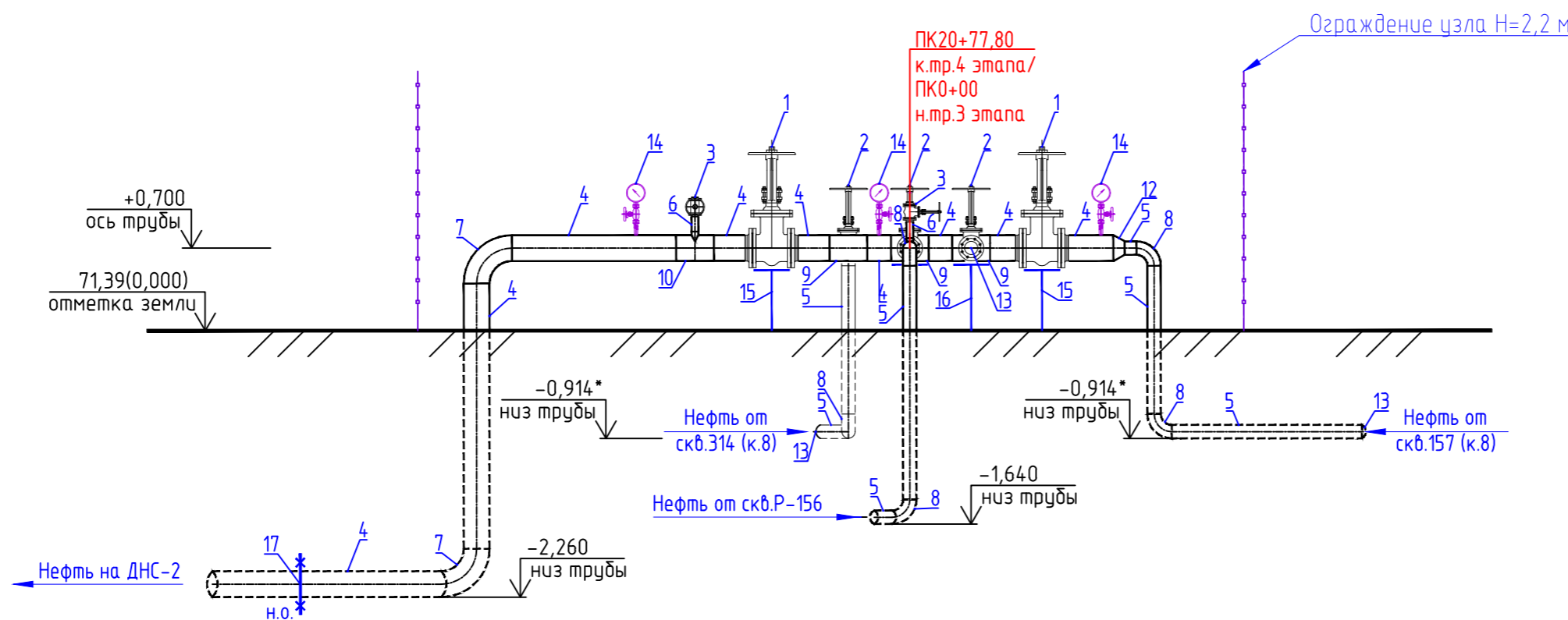
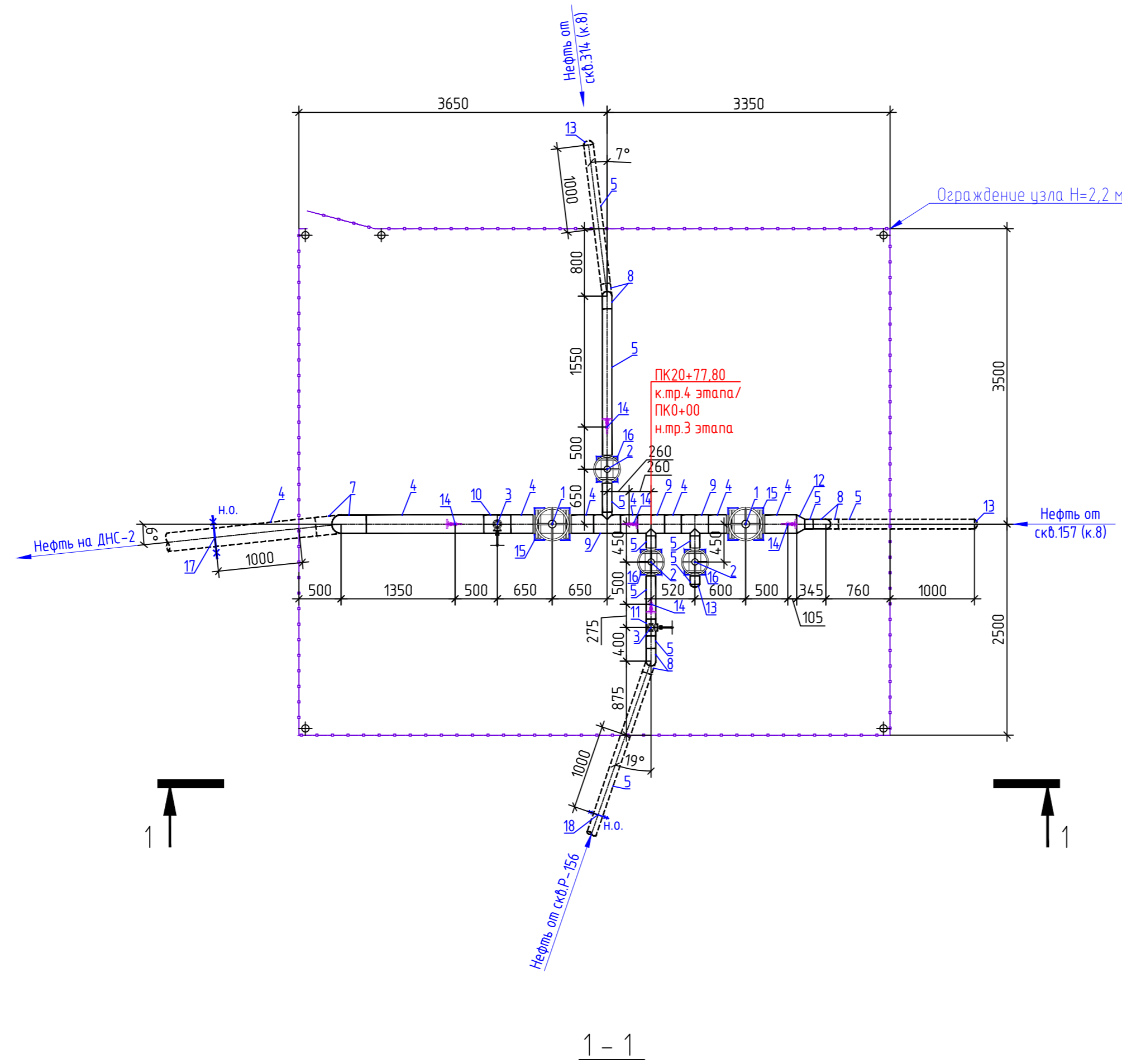


08/21-ТКР.ГЧ					
Трубопровод Р-156 - ДНС-2					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.	Раннинен			<i>[Signature]</i>	04.05.22
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения					Стадия
					Лист
					Листов
Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 - т.вр. Р-155" Узел №9. План; Разрез 1-1. М 1:50					000 "АСУ Проект Инжиниринг"
Н.контр.	Шлихтен			<i>[Signature]</i>	04.05.22
ГИП	Тимошинов			<i>[Signature]</i>	04.05.22

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	0001662

СПЕЦИФИКАЦИЯ

№п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг.	Примеч.
1	ЗКЛ-200-40 Х/Л	Задвижка клиновья фланцевая DN200, PN4,0МПа	2	294	компл.
2	ЗКЛ-100-40 Х/Л	Задвижка клиновья фланцевая DN100, PN4,0МПа	3	86	компл.
3	ЗКЛ-50-40 Х/Л	Задвижка клиновья фланцевая DN50, PN4,0МПа	2	34	компл.
4	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 219 \times 8-09Г2С$	6,39	41,63	м
5	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 114 \times 8-09Г2С$	12,43	20,91	м
6	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 57 \times 6-09Г2С$	0,26	7,55	м
7	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-219x8-09Г2С	2	20,0	шт.
8	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-114x8-09Г2С	6	5,0	шт.
9	ГОСТ 17376-2001	Тройник 219x8-114x8-09Г2С	3	13,8	шт.
10	ГОСТ 17376-2001	Тройник 219x8-57x6-09Г2С	1	13,8	шт.
11	ГОСТ 17376-2001	Тройник 114x8-57x6-09Г2С	1	5,5	шт.
12	ГОСТ 17378-2001	Переход 219x8-114x8-09Г2С	1	5,5	шт.
13	ГОСТ 17379-2001	Заглушка 114x8-09Г2С	3	1,3	шт.
14	см.лист ЛТЗ-21	Узел установки манометра	5	-	компл.
15	см.лист ЛТЗ-23	Опора под задвижку DN 200	2	-	шт.
16	см.лист ЛТЗ-23	Опора под задвижку DN 100	3	-	шт.
17	ОСТ 36-94-83	Опора ОПХ2-100.219 сталь 09Г2С	1	8,9	шт.
18	ОСТ 36-94-83	Опора ОПХ2-100.114 сталь 09Г2С	1	3,14	шт.

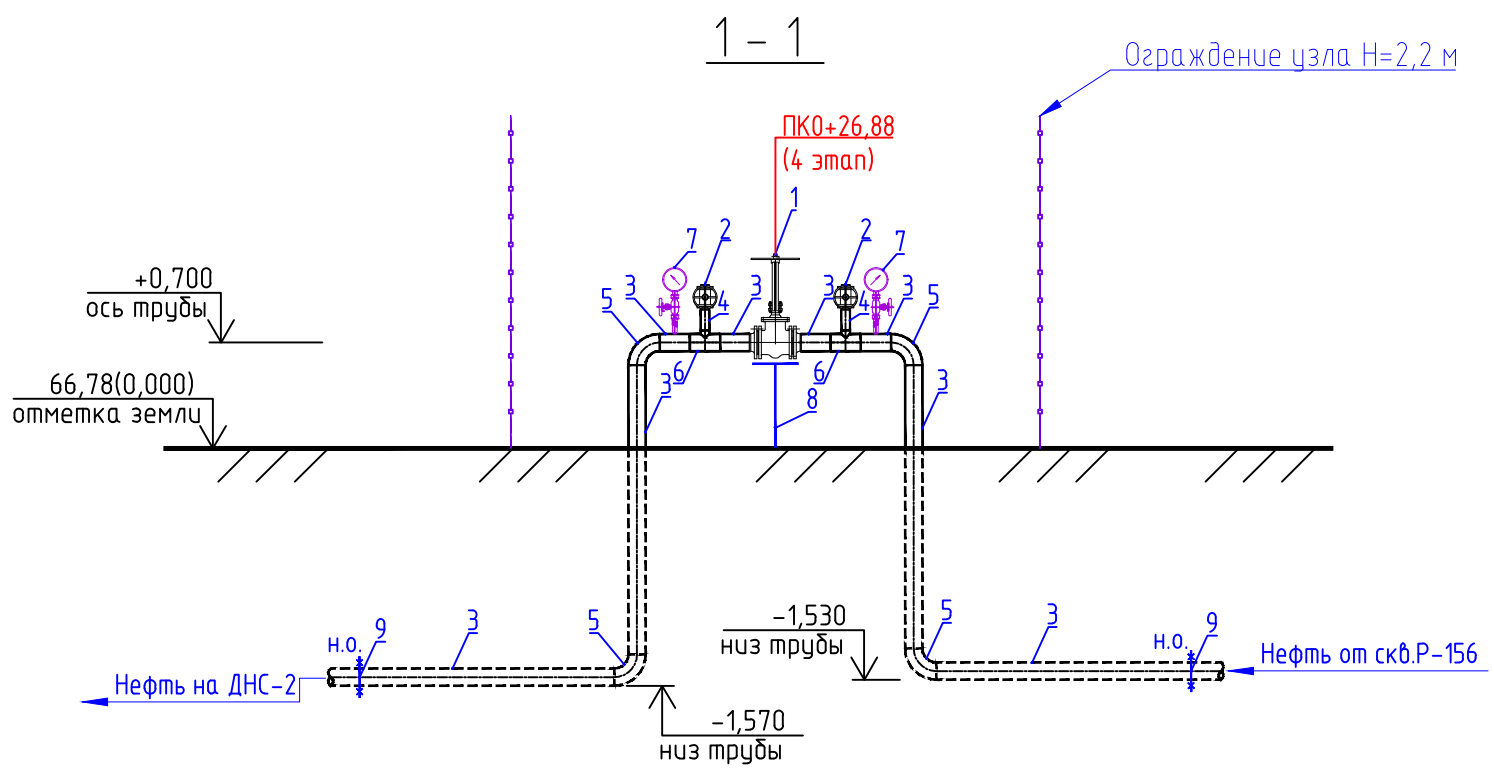
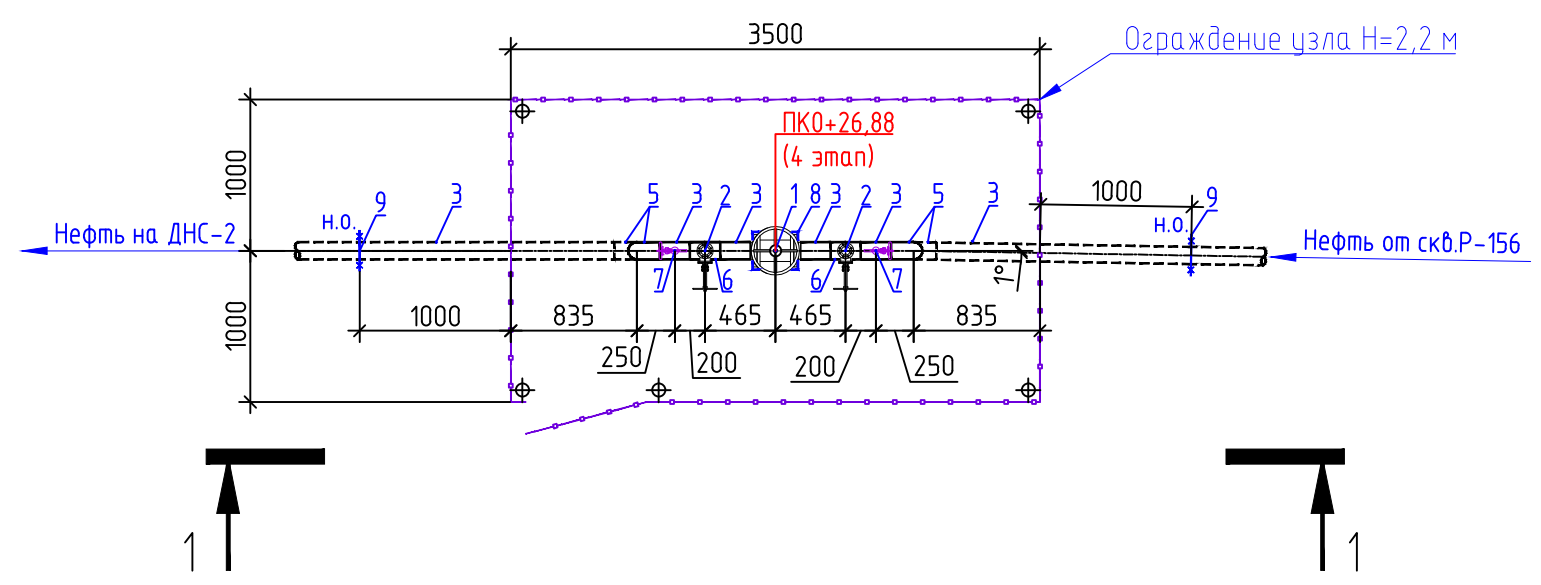


08/21-ТКР.ГЧ						
Трубопровод Р-156 - ДНС-2						
Изм.	Колуч	Лист	Мдок	Дата		
Разраб.	Ранинен	04.05.22				
Н.контр.	Шлехтен	04.05.22				
ГИП	Тимошинов	04.05.22				
Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения				Стадия	Лист	Листов
				п	20	
Этап 3. "Трубопровод т.вр. К-8 - т.вр. Р-155" Узел №10. План; Разрез 1-1. М 1:50				ООО "АСУ Проект Инжиниринг"		

Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.
0001662

СПЕЦИФИКАЦИЯ

№п/п	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кз.	Примеч.
1	ЗКЛ-100-40 ХЛ1	Задвижка клиновая фланцевая DN100, PN4,0МПа	1	86	компл.
2	ЗКЛ-50-40 ХЛ1	Задвижка клиновая фланцевая DN50, PN4,0МПа	2	34	компл.
3	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 114 \times 8-09Г2С$	7,97	20,91	м
4	ТУ 14-161-184-2000	Труба $\phi 57 \times 6-09Г2С$	0,28	7,55	м
5	ГОСТ 17375-2001	Отвод 90-114x8-09Г2С	4	5,0	шт.
6	ГОСТ 17376-2001	Тройник 114x8-57x6-09Г2С	2	5,5	шт.
7	см.лист ЛТ4-8	Узел установки манометра	2	-	компл.
8	см.лист ЛТ4-10	Опора под задвижку DN 100	1	-	шт.
9	ОСТ 36-94-83	Опора ОПХ2-100.114 сталь 09Г2С	2	3,14	шт.



Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.
0001662

						08/21-ТКР.ГЧ			
						Трубопровод Р-156 - ДНС-2			
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
Разраб.			Ранинен		04.05.22		П	21	
Н.контр.			Шлихтен		04.05.22	Этап 4. "Трубопровод Р-156 - т.вр. К-8" Узел №11. План; Разрез 1-1. М 1:50	ООО "АСУ Проект Инжиниринг"		
ГИП			Тимошинов		04.05.22				