

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ИНЖЕНЕРНОЕ БЮРО «АНКОР»

Обустройство Боркмосского нефтяного месторождения

Проектная документация

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

Подраздел 1. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Нефтегазосборные трубопроводы

016-19-ТКР1

Том 3.1

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ИНЖЕНЕРНОЕ БЮРО «АНКОР»

Обустройство Боркмосского нефтяного месторождения

Проектная документация

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

Подраздел 1. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Нефтегазосборные трубопроводы

016-19-ТКР1

Том 3.1

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

Директор

А. А. Озерин

Главный инженер проекта

И. И. Минхаиров

2022 г.

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
016-19-ТКР1-С	Содержание тома 3.1	
016-19-СП	Состав проектной документации	
016-19-ТКР1-Т	Текстовая часть тома 3.1	
	<u>Графическая часть</u>	
016-19-ТКР1, лист 1	План выкидного трубопровода от скв. №78 до скв. 76 ПК 0+00 до ПК 13+25,22. М 1:2000	
016-19-ТКР1, лист 2	План нефтегазосборного трубопровода от скв. №76 до УПСВ (ПК0÷ПК6). М 1:2000	
016-19-ТКР1, лист 3	План нефтегазосборного трубопровода от скв. №76 до УПСВ (ПК6÷ПК18+70,28). М 1:2000	
016-19-ТКР1, лист 4	План нефтегазосборного трубопровода от К-306 до точки подключения. М 1:2000	
016-19-ТКР1, лист 5	План напорного нефтепровода (ПК0÷ПК15). М 1:2000.	
016-19-ТКР1, лист 6	План напорного нефтепровода ПК15÷ПК40. М 1:2000.	
016-19-ТКР1, лист 7	План напорного нефтепровода ПК40÷ПК65. М 1:2000.	
016-19-ТКР1, лист 8	План напорного нефтепровода ПК65÷ПК89. М 1:2000.	
016-19-ТКР1, лист 9	План напорного нефтепровода ПК89÷ПК114. М 1:2000.	
016-19-ТКР1, лист 10	План напорного нефтепровода ПК114÷ПК 132+88,91. М 1:2000.	
016-19-ТКР1, лист 11	Переход №1. Укрупненный план перехода трубопровода от скв. №76 до УПСВ через р. Сухой Лог (ПК9÷ПК11). М1:500	
016-19-ТКР1, лист 12	Переход №1. Укрупненный профиль перехода трубопровода от скв. №76 до УПСВ через р. Сухой Лог (ПК9÷ПК11).	
016-19-ТКР1, лист 13	Переход №1. Укрупненный план перехода трубопровода от УПСВ до ПНН через р. Шалашная и ручей (ПК29+50÷ПК38+25). М1:500	
016-19-ТКР1, лист 14	Переход №1. Укрупненный профиль перехода трубопровода от УПСВ до ПНН через р. Шалашная и ручей (ПК29+50÷ПК38+25).	
016-19-ТКР1, лист 15	Переход №2. Укрупненный план пересечений с ВЛ-500кВ (ПК 59+50,00÷64+25,00). М1:500	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №подл.

016-19-ТКР1-С

Содержание тома 3.1

Стадия	Лист	Листов
П	1	2

ООО «Инженерное Бюро
«АНКОР»

Обозначение	Наименование	Примечание
016-19-ТКР1, лист 16	Переход №2. Укрупненный профиль пересечений с ВЛ-500кВ (ПК 59+50,00÷64+25,00).	
016-19-ТКР1, лист 17	Переход №3. Укрупненный план перехода трубопровода от УПСВ до ПНН через р. Тыка (ПК123+50÷ПК127). М1:500	
016-19-ТКР1, лист 18	Переход №3. Укрупненный профиль перехода трубопровода от УПСВ до ПНН через р. Тыка (ПК123+50÷ПК127).	
016-19-ТКР1, лист 19	План высоконапорного водовода ПК0÷ПК 13+87,68. М 1:2000.	
016-19-ТКР1, лист 20	Переход №1. Укрупненный план перехода высоконапорного водовода от УПСВ до скв. №77 через р. Сухой Лог (ПК6+50÷ПК8). М 1:500	
016-19-ТКР1, лист 21	Переход №1. Укрупненный профиль перехода высоконапорного водовода от УПСВ до скв. №77 через р. Сухой Лог (ПК6+50÷ПК8).	

Инв. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									2
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

016-19-ТКР1-С

Состав проектной документации

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
0	016-19-СП	Раздел 0. Состав проекта	
1	016-19-ПЗ	Раздел 1. Пояснительная записка	
2	016-19-ППО	Раздел 2. Проект полосы отвода	
		Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	
3.1	016-19-ТКР1	Подраздел 1. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Нефтегазосборные трубопроводы	
3.2	016-19-ТКР2	Подраздел 2. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Электрические воздушные линии	
3.3	016-19-ТКР3	Подраздел 2. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Автомобильные дороги	
		Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта	
4.1	016-19-ИЛО.ПЗУ	Подраздел 1. Схема планировочной организации земельного участка	
4.2	016-19-ИЛО.КР	Подраздел 2. Конструктивные и объемно-планировочные решения	
		Подраздел 3. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений	
4.3.1	016-19-ИЛО.ИОС1	Часть 1. Система электроснабжения	
4.3.2	016-19-ИЛО.ИОС2	Часть 2. Система водоснабжения	
4.3.3	016-19-ИЛО.ИОС3	Часть 3. Система водоотведения	
4.3.4	016-19-ИЛО.ИОС4	Часть 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети	
4.3.5	016-19-ИЛО.ИОС5	Часть 5. Сети связи	
-		Часть 6. Система газоснабжения	не требуется
4.3.7	016-19-ИЛО.ИОС7.1	Часть 7. Технологические решения	
4.3.8	016-19-ИЛО.ИОС8	Часть 8. Автоматизация комплексная	
-		Часть 9. Электрохимическая защита от коррозии	не требуется
4.3.10	016-19-ИЛО.ИОС10	Часть 10. Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием	
4.3.11	016-19-ИЛО.ИОС11	Часть 11. Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №подл.

016-19-СП

Состав проектной документации

Стадия	Лист	Листов
П	1	2

ООО «Инженерное Бюро
«АНКОР»

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Минхаиров			02.22
Н. контр.		Мандрова			02.22
ГИП		Минхаиров			02.22

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
5	016-19-ПОС	Раздел 5. Проект организации строительства	
-	016-19-ПОД	Раздел 6. Проект организации работ по сносу или демонтажу линейного объекта	не требуется
		Раздел 7. Мероприятия по охране окружающей среды	
7.1	016-19-ООС1	Часть 1. Мероприятия по охране окружающей среды	
7.2	016-19-ООС2	Часть 2. Проект рекультивации нарушенных земель	
		Раздел 8. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
8.1	016-19-ПБ1	Часть 1. Основные решения	
8.2	016-19-ПБ2	Часть 2. Сигнализация	
-		Раздел 9. Смета на строительство	не требуется
		Раздел 10. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства	
10.1	016-19-ГОЧС	Подраздел 1. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	
		Раздел 2. Декларация промышленной безопасности опасных производственных объектов	
10.2.1	016-19-ДПБ1	Книга 1. Декларация промышленной безопасности опасных производственных объектов	
10.2.2	016-19-ДПБ2	Книга 2. Расчетно-пояснительная записка	
10.2.3	016-19-ДПБ3	Книга 3. Информационный лист	
10.3	016-19-ТБЭ	Подраздел 3. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объекта капитального строительства	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									2
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-СП			

12 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта.....	35
13 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	35
14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность	35
Приложение А Перечень основных нормативных документов	36
Приложение Б Гидравлические расчеты системы сбора и транспорта нефти	37
Приложение В Расчет напорного нефтепровода от УПСВ до ПНН	39
Приложение Г Гидравлический расчет высоконапорного водовода	41
Приложение Д Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость	43
1 Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	43
1.1 Определение толщины стенки трубопровода.....	43
1.2 Определение толщины стенки деталей трубопровода.....	45
1.3 Нагрузки и воздействия	46
1.4 Проверка напряженного состояния и устойчивости трубопровода	46
1.5 Расчет устойчивости трубопровода против всплытия	51
Приложение Е Расчёт срока безопасной эксплуатации трубопроводов.....	52
Приложение Ж Технические условия	53
Приложение З Ведомости пересечений проектируемых трубопроводов.....	60

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									2
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ТКР1-Т			

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

1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ

В административном отношении месторождение расположено в Чусовском и Добрянском районах Пермского края, в 37 км к северо-востоку от краевого центра – города Перми и в 34 км восточнее города Добрянка.

Ближайшие к проектируемым объектам населенные пункты: д. Успенка, д. Андрюково, д. Шалашная, пос. Мутная, д. Пахомово, с. Голубята и др.

Территория объектов относится к Южно-таежному району европейской части России. По особенностям рельефа район занимает часть западной половины Косьвинско-Чусовской седловины Предуральского прогиба и небольшой участок платформы на восточном краю Пермского свода. В морфологическом отношении территория Боркмосского месторождения представляет собой полого-всхолмленную равнину, осложненную сетью небольших рек, ручьев и оврагов.

Территория района находится на границе Восточно-Европейской (Русской) платформы и Предуральского передового прогиба. Рельеф района занимает часть западной половины Косьвинско-Чусовской седловины Предуральского прогиба и небольшой участок платформы на восточном краю Пермского свода.

В геоморфологическом отношении территория проектируемых объектов расположена в долинах рек Чусовая, Вильва (левый приток реки Косьва) и их притоков. С юга и юго-запада территория ограничена правобережным склоном долины реки Чусовая. На северной границе, участок расположен в пределах левобережного склона реки Вильва. Рельеф отличается сильной всхолмленностью, причем размеры и ориентировка холмов весьма разнообразны, абсолютные отметки земной поверхности изменяются в пределах 240-280 м. Главную роль в формировании рельефа сыграла речная эрозия, под действием которой поверхность приняла современный всхолмленный облик.

Рельеф в пределах территории проектируемых объектов не осложнен техногенными формами рельефа (обваловки и др.).

Практически вся площадь месторождения (80%) покрыта смешанным лесным массивом (ель, пихта, береза) с явным преобладанием хвойных пород. В западной части Боркмосского участка присутствуют зоны вырубki леса.

В районе проектируемых объектов преобладает растительность - типичная для южно-таежной подзоны тайги (вторичные елово-березовые леса с вкраплениями вторичных елово-пихтовых и елово-осиновых). Вдоль берегов Камского водохранилища растут вторичные сосново-березовые леса. На территории месторождения преобладают пихтово-еловые леса, которые сменяются вторичными березовыми и осиновыми, с вкраплениями мелколиственных, занимающих вырубki и гари. Распространены кустарники.

Особо охраняемых природных территорий местного, районного, федерального значения в районе рассматриваемого месторождения не имеется.

Территория района находится на границе Восточно-Европейской (Русской) платформы и Предуральского передового прогиба. В связи с этим обстоятельством отложения осадочного чехла, залегающие на западе практически горизонтально и достигающие мощности 3 км, постепенно приобретают заметное падение в восточном направлении и увеличивают свою мощность до 4 км. Мощная толща осадочных пород представлена отложениями девонского, каменноугольного и пермского периодов.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			016-19-ТКР1-Т						
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Ландшафты территории района, занимающего место частично в Восточной окраине Русской платформы и Предуральском краевом прогибе, меняются от Камского водохранилища до предгорий Урала. С запада на восток территория района имеет следующее геоморфологическое строение: долина р. Камы, Приуральская эрозионно-аккумулятивная равнина, эрозионная равнина. За территорией района начинается Приуральская эрозионно-денудационная равнина.

Карстовые процессы в виде провалов, оседаний и воронок в исследуемом районе в процессе проведенного рекогносцировочного обследования территории не обнаружены.

По данным рекогносцировочного обследования, на проектируемом участке выявлено:

-отсутствие на опасных природных и техногенных процессов (карст, просадка, эрозия, оползневые процессы);

-рельеф площадки ПНН слабоволнистый, с уклоном в северном направлении, характеризуется абсолютными отметками 246.90-247.80 м;

- рельеф площадки УПСВ слабоволнистый, с уклоном в юго-восточном направлении, характеризуется абсолютными отметками 246.45-253.15 м;

-отсутствуют техногенные деформации земной поверхности.

1.2 Климатическая характеристика района работ

Территория месторождения расположена в умеренном климатическом поясе с продолжительной морозной зимой и коротким тёплым летом. Основной характеристикой термического режима служат средние месячные и годовые температуры воздуха. Годовой ход температур воздуха сочетается с большой изменчивостью температур зимних и летних месяцев. Средняя температура января - минус 14,0°С, июля - плюс 18,2°С, годовая-плюс 2,4°С. Резкие зимние похолодания и летние возвраты холодов чаще всего вызваны вторжением антициклонов полярного происхождения, имеющих зимой и летом наибольшую повторяемость.

Средняя продолжительность безморозного периода составляет 120-130 дней. Продолжительность безморозного периода на поверхности почвы в среднем составляет 90-100 дней.

Согласно СП 50.13330,2012 приложения В, территория относится к зоне недостаточного увлажнения со среднегодовым количеством осадков 464-477 мм. С апреля по октябрь выпадает примерно 331 мм (69%), в холодное время года (ноябрь-март) выпадает 146 мм (до 30 %) осадков, главным образом в виде снега. В годовом ходе наибольшие значения отмечаются в теплый период года, когда выпадают осадки ливневого характера, характеризующиеся кратковременностью выпадения, небольшим охватом территории и большой интенсивностью. Среднемесячный максимум осадков составляет 57-58 мм и наблюдается в июне-июле.

Снежный покров устанавливается в конце октября — начале ноября и держится до третьей декады апреля, то есть в среднем 170—190 дней в году. Осадки в зимний сезон выпадают в основном в виде снега, их количество возрастает в восточном направлении. Наибольшее количество осадков выпадает в декабре (в среднем 41 мм), наименьшее – в феврале-марте (в среднем 27 мм). Максимальная высота снежного покрова, которая обычно наблюдается в первой половине марта, на юге края достигает в среднем 50–60 см, на северо-востоке – до 100 см. Постоянный снежный покров формируется на севере края в конце октября, на юге – в середине ноября, и сохраняется обычно до 3-й декады апреля.

Преобладающее направление ветра за холодный период (декабрь–февраль) – южное. Преобладающее направление ветра за теплый период (июнь-август) – северное. Господствующее направление ветра южное и юго-западное, среднегодовая скорость ветра – 3,2 м/сек.

В таблице 1 приводятся климатические параметры согласно СП 131.13330.2018 «Строительная климатология», по ближайшей метеостанции - г. Пермь, расположенной в 37 км юго-западнее южной границы проектируемого участка.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ТКР1-Т		4	

Таблица 1 - Климатические параметры по МС Пермь (СП 131.13330.2018)

Параметр	Значение
Климатические параметры холодного периода года	
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,98	-42
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,92	-38
Температура воздуха наиболее холодной пяти-дневки, °С, обеспеченностью 0,98	-36
Температура воздуха наиболее холодной пяти-дневки, °С, обеспеченностью 0,92	-35
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,94	-18
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-47
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С	7,1
Продолжительность, сут, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 0^{\circ}\text{C}$	161
Средняя температура воздуха °С, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 0^{\circ}\text{C}$	-9,3
Продолжительность, сут, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$	225
Средняя температура воздуха °С, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$	-5,5
Продолжительность, сут, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 10^{\circ}\text{C}$	243
Средняя температура воздуха °С, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 10^{\circ}\text{C}$	-4,4
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	82
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее холодного месяца, %.	81
Количество осадков за ноябрь-март, мм	181
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль	Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	3,4
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$	2,8
Климатические параметры теплого периода года	
Барометрическое давление, гПа	995
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95	23
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98	27
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	23,8
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	37
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С	10,8
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	72
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %	56
Количество осадков за апрель-октябрь, мм	433
Суточный максимум осадков, мм	72

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

016-19-ТКР1-Т

Лист

5

Изм. Кол. уч. Лист № док. Подп. Дата

- слабопучинистые грунты имеют площадное повсеместное распространение;
- из отрицательных инженерно-геологических процессов на площадке изысканий возможно образование карстово-суффозионных процессов, при наличии неблагоприятных условий в результате техногенного воздействия;
- техногенные воздействия и изменения освоенных территорий оказывают существенное влияние на выбор проектных решений и проведение инженерно-геологических изысканий.

Сейсмичность района

Согласно общему сейсмическому районированию Российской Федерации ОСП-2015 (приложение А СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмических районах») территория Пермского края для карт ОСП-2015 А и В характеризуется расчетной сейсмической интенсивностью 6 баллов по шкале MSK-64.

Грунты проектируемых объектов по сейсмическим свойствам в период строительства и эксплуатации сооружения относятся ко II категории, согласно таблице 1 СП 14.13330.2018.

Строительство проектируемых сооружений следует вести без учета сейсмических воздействий.

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

Грунтами основания и активной зоны проектируемых сооружений будут служить грунты глины полутвердые, твердые ИГЭ-2 и песчаники ИГЭ № 3.

В пределах изысканной территории отмечается наличие специфических грунтов – элювиальных грунтов.

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

Гидрографическая сеть района проектируемых объектов – составная часть бассейна реки Кама. Гидрографическая сеть обусловлена рельефом местности, который на территории района - равнинно-предгорный с умеренной расчлененностью.

В непосредственной близости от проектируемых объектов протекают следующие водотоки: реки – Тыка, Шалашная, Усолка, Мороковка, Боркмос, Сухой Лог; ручьи – Сухой Лог, Родничный.

В пределах площадок кустов скважин гидрогеологические условия до изученной глубины 8,0 м, характеризуются отсутствием постоянного горизонта грунтовых вод.

Грунтовые воды вскрыты в пределах проектируемых трасс (ВЛ, нефтепроводов), в местах пересечения с реками.

-Сухой Лог (в выработках №№ н/2, н/3) появление вод зафиксировано на глубине 1.5-2.7 м (абс.отметки 215.70-215.90 м), установление на глубине 1.5-2.3 м (абс.отметки 215.90 м);

-Боркмос (в выработках №№ н/10, н/11) появление вод зафиксировано на глубине 6.5-6.9 м (абс.отметки 181.80-183.15 м), установление на глубине 5.7-6.3 м (абс.отметки 182.60-183.75 м);

-Мороковка (в выработке № н/28) появление вод зафиксировано на глубине 3.8 м (абс.отметки 229.30 м), установление на глубине 3.0 м (абс.отметки 230.10 м);

-ручей Сухой Лог (в выработках №№ н/36, н/37) появление вод зафиксировано на глубине 6.9-9.2 м (абс.отметки 201.90-201.30 м), установление на глубине 5.9-8.7 м (абс.отметки 200.90-202.40 м);

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ТКР1-Т	Лист
							8

-Шалашная (в выработках №№ н/49 н/50) появление вод зафиксировано на глубине 4.5-6.6 м (абс.отметки 143.20-141.90 м), установление на глубине 4.0-5.9 м (абс.отметки 143.70-142.60 м);

-ручей глубиной 0.15 м (в выработках №№ н/51, н/52) появление вод зафиксировано на глубине 4.0-6.4 м (абс.отметки 158.45-164.60 м), установление на тех же глубинах;

-Тыка (в выработках №№ н/83, 84) появление вод зафиксировано на глубине 5.9-6.7 м (абс.отметки 197.80-197.85 м), установление на глубине 5.4-6.2 м (абс.отметки 198.30-198.35 м).

С учетом наличия в разрезе водонепроницаемых грунтов, возможно образование в зоне аэрации верховодки в водообильные периоды года, которая, гравитационно отходя вниз по разрезу, ухудшает состояние и свойства водовмещающих пород. Этот процесс связан с временным поступлением вод во время снеготаяния (паводка) и ливневых дождей на исследуемую территорию.

Помимо этого, возможно образование техногенного водоносного горизонта вследствие:

-инфильтрации утечек из водонесущих коммуникаций, технологических накопителей и сооружений с «мокрым» технологическим процессом;

-инфильтрации поверхностных вод вследствие нарушения поверхностного стока, задержанного земляными отвалами, проездами, насыпями;

-накопления воды в обратных засыпках котлованов и траншей во время строительства;

-задержки поверхностных и подземных вод зданиями и сооружениями, т.е. барражный эффект;

-засыпки естественных дрен.

Район работ достаточно изучен в инженерно-геологическом отношении. Во влажные периоды года возможно повышение уровня подземных вод с учетом возможных естественных сезонных (дожди, таяние снега и др.) и многолетних колебаний до величин, вызывающих нарушение нормальной эксплуатации сооружений.

Естественное сезонное повышение УПВ, в зависимости от водообильности разных лет, может составить за первые 10 лет может достигать 0,5 – 1,0м в год, в последующие 15 лет – 0,3 – 0,6 м в год исходя из аналогичных условий.

Согласно п.8.1.5. и приложения И части II СП 11-105-97 по наличию процесса подтопления, исследуемая площадка находится на участке (II-Б₁) потенциально подтопляемом, так как сложена водонепроницаемыми грунтами, способствующими накоплению инфильтрационных поверхностных (атмосферных) и техногенных (из водонесущих коммуникаций) вод.

С учетом превышения абсолютных отметок на площадках строительства, над меженным уровнем и прогнозным уровнем высоких вод половодья ближайших водотоков, риски затопления проектируемых объектов во время половодья и паводковыми водами, отсутствуют.

Потенциальная опасность техногенного подтопления, существует на территориях, где размещены сооружения нефтедобычи, поскольку процессу нефтедобычи сопутствует технологическая закачка пластовых вод в продуктивные горизонты.

По результатам химического анализа водной вытяжки грунты неагрессивны по отношению к бетонам марок W4, W6, W8, W10 по водонепроницаемости, а также к арматуре железобетонных конструкций, согласно табл. В.1, В.2 СП 28.13330.2017.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ТКР1-Т	Лист
							9

5 Сведения о категории и классе линейного объекта

5.1 Нефтегазосборные трубопроводы

Согласно СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ», п. 5.3 проектируемые промышленные трубопроводы условным диаметром менее 300 мм относятся к III классу.

Согласно СП 284.1325800.2016 таблица 1, 2 проектируемые трубопроводы относятся ко II категории, в том числе участок перехода через р. Сухой Лог, участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10% обеспеченности, участок подхода к УПСВ в пределах 250 м от ограждения, узлах линейной запорной арматуры, участка пересечения с подземными коммуникациями, линиями ВЛ, щебеночной дорогой.;

5.2 Нефтепровод от УПСВ до ПНН.

Согласно СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ», п. 5.3 проектируемые промышленные трубопроводы условным диаметром менее 300 мм относятся к III классу.

Согласно СП 284.1325800.2016 таблица 1, 2 проектируемый трубопровод относится к III категории. Участки переходов через р. Шалашная, р. Тыка и ручей участка протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10% обеспеченности, участок в пределах 250 м от ограждения ПНН и УПСВ, узлах линейной запорной арматуры, при пересечении ВЛ 500кВ - ко II категории.

5.3 Высоконапорный водовод от УПСВ до скважины № 77.

Согласно СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ», п. 5.3 проектируемые промышленные трубопроводы условным диаметром менее 300 мм относятся к III классу.

Согласно СП 284.1325800.2016 таблица 1, 2 проектируемый трубопровод относится ко II категории, в том числе участок перехода через р. Сухой Лог, участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10% обеспеченности, участок в пределах 250 м от ограждения УПСВ и узлах линейной запорной арматуры.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ТКР1-Т	Лист 10

6 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Мощность производства

Ожидаемый максимальный объем жидкости	- 495,3 тыс.т/год
Ожидаемый максимальный объем нефти	- 124,5 тыс.т/год
Ожидаемый максимальный объем газа	- 5,35 млн. м ³ /год
Ожидаемая максимальная обводненность	- 74,86 %
Плотность нефти	- 0,822 т/м ³
Газовый фактор	- 43 м ³ /т
Удельный вес воды	- 1,182 т/м ³
Плотность поступающей жидкости	- 1,092 т/м ³
Плотность газа	- 0,786 кг/м ³

Данные по пластовым свойствам нефти и дегазированной нефти, компонентному составу нефтяного газа приведены в соответствии технологической схемой разработки месторождения.

Свойства пластовой и дегазированной нефти Боркмосского месторождения представлены в таблицах 6÷8.

Компонентный состав нефти и растворенного газа Боркмосского месторождения представлены в таблицах 9÷11.

Свойства и химический состав пластовых вод Боркмосского месторождения, пласты Тл2, Бб и Т в таблице 12.

Свойства и химический состав очищенной подтоварной воды приведены в таблице 13.

Таблица 6 - Свойства пластовой и дегазированной нефти пласта Т Боркмосского месторождения

Параметр	Среднее значения
Количество исследованных глубинных проб (скважин):	-
Давление пластовое, МПа	23,10
Температура пластовая, °С	32,0
Давление насыщения пластовой нефти, МПа	16,5
Газосодержание (стандартная сепарация), м ³ /т	305,5 ¹⁾
Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	-
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	548,1
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	13,690 ¹⁾
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	
Плотность выделившегося газа в стандартных условиях, кг/м ³	
- при однократном (стандартном) разгазировании	
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³	
- при однократном (стандартном) разгазировании	
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	
Пересчетный коэффициент, доли ед.	0,700 ¹⁾
Количество исследованных проб:	2
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	783
Вязкость дегазированной нефти, мПа·с:	
- при 20 °С	1,58
- при 50 °С	1,08
Температура застывания дегазированной нефти, °С	-

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

016-19-ТКР1-Т

Лист

11

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

Параметр	Среднее значения
Массовое содержание, %:	
серы	0,49
смол силикагелевых	1,87
асфальтенов	-
парафинов	5,03
Температура плавления парафина, °С	-
Содержание микрокомпонентов, г/т	
ванадий	-
никель	-
Температура начала кипения, °С	51,0
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %:	
до 100 °С	15,0
до 150 °С	37,0
до 200 °С	50,0
до 300 °С	73,0

Таблица 7 - Свойства пластовой и дегазированной нефти пласта Бб Боркмосского месторождения

Параметр	Среднее значения
Количество исследованных глубинных проб (скважин):	3
Давление пластовое, МПа	22,45
Температура пластовая, °С	32
Давление насыщения пластовой нефти, МПа	7,74
Газосодержание (стандартная сепарация), м ³ /т	43,91
Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	43,11
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	640,8
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	0,40
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	12,24
Плотность выделившегося газа в стандартных условиях, кг/м ³	
- при однократном (стандартном) разгазировании	1,396
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	-
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³	
- при однократном (стандартном) разгазировании	774,9
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	774,4
Пересчетный коэффициент, доли ед.	0,780
Количество исследованных проб:	2
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	774,9
Вязкость дегазированной нефти, мПа·с:	
- при 20 °С	1,897
- при 50 °С	1,13
Температура застывания дегазированной нефти, °С	2
Массовое содержание, %:	
серы	0,26
смол силикагелевых	2,0
асфальтенов	-
парафинов	12,1
Температура плавления парафина, °С	-
Содержание микрокомпонентов, г/т	
ванадий	-

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

016-19-ТКР1-Т

Лист

12

Изм. Кол. уч. Лист № док. Подп. Дата

Параметр	Среднее значения
никель	-
Температура начала кипения, °С	81
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %:	
до 100 °С	4,0
до 150 °С	29,0
до 200 °С	44,5
до 300 °С	72,0

Таблица 8 - Свойства пластовой и дегазированной нефти пласта Тл2 Боркмосского месторождения

Параметр	Среднее значения
Количество исследованных глубинных проб (скважин):	3
Давление пластовое, МПа	22,43
Температура пластовая, °С	32
Давление насыщения пластовой нефти, МПа	4,51
Газосодержание (стандартная сепарация), м ³ /т	15,87
Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	15,51
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	803,2
Вязкость нефти в условиях пласта, МПа·с	3,12
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	9,34
Плотность выделившегося газа в стандартных условиях, кг/м ³	
- при однократном (стандартном) разгазировании	1,126
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	-
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³	
- при однократном (стандартном) разгазировании	822,0
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	821,7
Пересчетный коэффициент, доли ед.	0,961
Количество исследованных проб:	4
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	822,0
Вязкость дегазированной нефти, МПа·с:	
- при 20 °С	9,063
- при 50 °С	2,72
Температура застывания дегазированной нефти, °С	14
Массовое содержание, %:	
серы	0,34
смол силикагелевых	1,87
асфальтенов	-
парафинов	8,97
Температура плавления парафина, °С	-
Содержание микрокомпонентов, г/т	
ванадий	-
никель	-
Температура начала кипения, °С	56,5
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %:	
до 100 °С	11,3
до 150 °С	20,3
до 200 °С	32,0
до 250 °С	38,0
до 300 °С	50,5

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ТКР1-Т	Лист
							13

Таблица 9 - Компонентный состав нефти и растворенного газа пласта Т Боркмосского месторождения

Наименование параметров, компонентов	Численные значения				Пластовая нефть
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, %:					
- сероводород	-	-	-	-	-
- двуокись углерода	0,55	-	-	-	-
- азот+редкие газы	13,7	-	-	-	-
в т.ч. гелий	-	-	-	-	-
- метан	65,89	-	-	-	-
- этан	11,7	-	-	-	-
- пропан	4,89	-	-	-	-
- изобутан	0,62	-	-	-	-
- нормальный бутан	1,32	-	-	-	-
- изопентан	0,43	-	-	-	-
- нормальный пентан	0,47	-	-	-	-
- гексаны	-	-	-	-	-
- гептаны					
- октаны	-	-	-	-	-
- остаток C ₉ +					
Молекулярная масса, г/моль	-	-	-	-	-
Плотность	-	-	-	-	-
- газа, кг/м ³	-	-	-	-	-
- газа относительная (по воздуху), доли ед.	1,511	-	-	-	-
- нефти, кг/м ³	-	-	-	-	548,1

Инв. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							016-19-ТКР1-Т	Лист
										14
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 10 - Компонентный состав нефти и растворенного газа пласта Бб Боркмосского месторождения

Наименование параметров, компонентов	Численные значения				Пластовая нефть
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, %:					
- сероводород	0,056	-	0,041	-	0,014
- двуокись углерода	0,668	-	0,974	-	0,163
- азот+редкие газы	18,383	-	15,555	-	4,557
в т.ч. гелий	-	-	-	-	-
- метан	33,971	-	52,664	-	8,283
- этан	14,170	0,070	12,922	-	3,505
- пропан	16,370	0,442	9,912	-	4,322
- изобутан	2,922	0,839	1,477	-	1,346
- нормальный бутан	7,430	1,662	3,412	-	3,066
- изопентан	2,153	3,386	1,002	-	3,082
- нормальный пентан	2,432	6,305	1,142	-	5,356
- гексаны	1,191	5,628	0,672	-	4,542
- гептаны					
- октаны	0,254	3,496	0,227	-	2,704
- остаток C ₉ +					
Молекулярная масса, г/моль	33,097	-	27,013	-	-
Плотность		-	-		-
- газа, кг/м ³	1,386	-	1,123	-	-
- газа относительная (по воздуху), доли ед.	1,095	-	0,883	-	-
- нефти, кг/м ³	-	774,9	-	-	640,8

Инв. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							016-19-ТКР1-Т	Лист
										15
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 11 - Компонентный состав нефти и растворенного газа пласта Тл2 Боркмосского месторождения

Наименование параметров, компонентов	Численные значения				Пластовая нефть
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, %:					
- сероводород	-	-	-	-	-
- двуокись углерода	5,655	-	3,762	-	0,597
- азот+редкие газы	8,331	-	3,004	-	0,884
в т.ч. гелий	-	-	-	-	-
- метан	50,315	-	57,564	-	5,342
- этан	21,944	0,283	18,957	-	2,568
- пропан	7,460	1,490	11,001	-	2,113
- изобутан	2,590	0,938	2,171	-	1,107
- нормальный бутан	1,71	3,196	2,039	-	3,043
- изопентан	1,184	4,614	0,836	-	4,246
- нормальный пентан	0,202	3,612	0,252	-	3,251
- гексаны	0,523	5,691	0,410	-	5,140
- гептаны					
- октаны	0,005	2,691	0,004	-	2,635
- остаток C ₉ +					
Молекулярная масса, г/моль	26,774	-	26,158	-	-
Плотность		-			
- газа, кг/м ³	1,120	-	1,087	-	-
- газа относительная (по воздуху), доли ед.	0,888	-	0,852	-	-
- нефти, кг/м ³	-	822,0	-	-	803,2

Инв. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							016-19-ТКР1-Т	Лист
										16
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 12 - Свойства и химический состав пластовых вод Боркмосского месторождения, пласты Тл2, Б6 и Т

Параметр	Пласт	
	Тл2+Б6	Т
Газосодержание м ³ /м ³	-	-
Плотность воды, кг/м ³ :		
- в стандартных условиях	1171	1185
- в условиях пласта	1169	1183
Вязкость в условиях пласта, мПа*с	1,56	1,62
Коэффициент сжимаемости, 1/ МПа*10 ⁻⁴	2,809	2,710
Объемный коэффициент, доли ед.	0,9978	0,9985
Химический состав вод, мг/л		
Na ⁺ + K ⁺	69204	66014
Ca ⁺²	23250	25571
Mg ⁺²	3138	6722
Cl ⁻	156482	165953
HCO ₃ ⁻	44	525
CO ₃ ⁻²	-	-
SO ₄ ⁻²	678	532
NH ₄ ⁺	161	524,5
Br ⁻	947,0	1297,6
J ⁻	19,9	27,7
B ⁺³	7,0	54,5
Li ⁺	-	-
Sr ⁺²	-	-
Rb ⁺	-	-
Cs ⁺	-	-
Общая минерализация, г/л	252,8	265,3
Водородный показатель, pH	6,13	6,0
Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)	хлоркальциевый	хлоркальциевый
Количество исследованных проб (скважин)	5(4)	1(1)

Таблица 13 - Свойства и химический состав очищенной подтоварной воды

Плотность, г/см ³	pH	Минерализация, мг/дм ³	Компонентный состав, мг/дм ³						Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³		Содержание мехпримесей, мг/дм ³	
			Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na++K+	проба	ОСТ 39-225-88	проба	ОСТ 39-225-88
1,182	5,42	274924,4	166850	622,1	134,2	12400	3648	91270,1	43	50	18	30

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

016-19-ТКР1-Т

Лист

17

Изм. Кол. уч. Лист № док. Подп. Дата

Схема промышленного нефтегазосборного трубопровода от скважин №78, №76, куста К-306 до УПСВ.

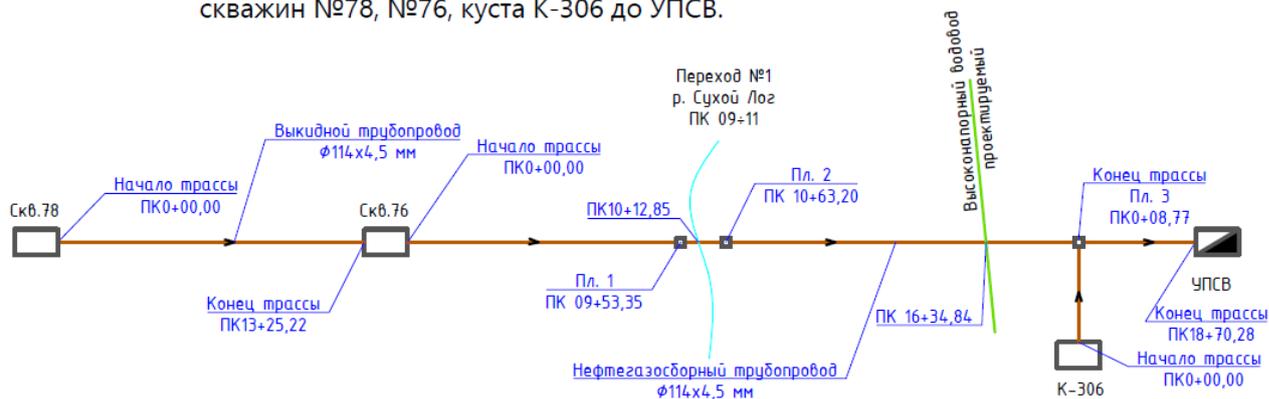


Рисунок 1

План нефтегазосборных трубопроводов, а также схемы площадок подключений и запорной арматуры приведены в 016-19-ТКР1, листы 1÷4, 11, 12. Проектные решения проектируемых нефтегазосборных трубопроводов приведены в подразделе 7.5.1 «Промысловые трубопроводы».

7.2.1 Площадки задвижек № 1,2,3 нефтегазосборного трубопровода от скважин №78, №76, куста К-306

Площадка – прямоугольная, из щебня толщиной 200 мм, с размерами в плане 5.0x3.5 м. с сетчатым ограждением. Высота ограждения 2.2 м от поверхности земли. Сетчатое ограждение выполнено из рамы из уголков по ГОСТ 8509-93 с заполнением сварной сеткой яч.50x50x3.0 по ГОСТ 5336-80.

Стойки ограждения устанавливаются в пробуренные скважины с заполнением пространства бетоном кл. В15, F150, W4.

7.3 Описание схемы напорного трубопровода от установки предварительного сброса воды УПСВ до пункта налива нефти ПНН.

Подготовленная на УПСВ нефтяная эмульсия поступает на ПНН по напорному трубопроводу. Диаметр трубопровода-159x6 мм. Проектируемый напорный трубопровод прокладывается параллельно проектируемой промышленной дороге с щебеночным покрытием. Согласно СП 284.1325800.2016 п.6.6, п. 23 таблица 7 расстояние от подъездных щебеночных дорог на территории нефтяного месторождения, параллельно которым прокладывается промышленный трубопровод, не менее 10 м от подошвы насыпи земляного полотна.

Трубопровод пересекает проектируемую щебеночную дорогу. Угол пересечения трубопровода с железными и автомобильными дорогами должен быть максимально приближен к 90°, но не менее 60°.

Нефтепровод пересекает водные преграды р. Шалашная и ручей (приток), р. Тыка.

Напорный трубопровод пересекает проектируемую ВЛ 500 кВ. Угол пересечения не нормируется.

Запорная арматура установлена на обоих концах перехода через водные преграды на отметках выше ГВВ 10%-ной обеспеченности.

Ведомости пересечений приведены в приложении К. Схема нефтегазосборных трубопроводов приведена на рисунке 2.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Схема промышленного напорного трубопровода от скважин УПСВ до ПНН.

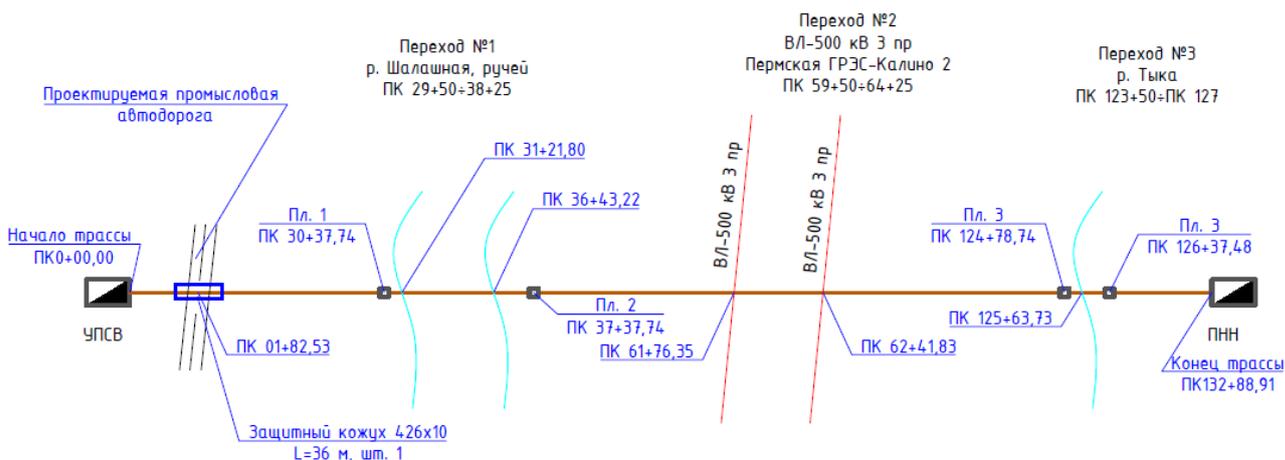


Рисунок 2

План напорного трубопровода, а также схема площадок задвижек приведены в 016-19-ТКР1, листы 5÷10, 13÷18. Проектные решения проектируемых нефтегазосборных трубопроводов приведены в подразделе 7.5.2 «Промысловые трубопроводы».

7.3.1 Площадки задвижек № 1,2,3,4 напорного трубопровода от УПСВ до ПНН

Площадка – прямоугольная, из щебня толщиной 200 мм, с размерами в плане 5.0x3.5 м. с сетчатым ограждением. Высота ограждения 2.2 м от поверхности земли. Сетчатое ограждение выполнено из рамы из уголков по ГОСТ 8509-93 с заполнением сварной сеткой яч.50x50x3.0 по ГОСТ 5336-80.

Стойки ограждения устанавливаются в пробуренные скважины с заполнением пространства бетоном кл. В15, F150, W4.

7.4 Описание схемы высоконапорного водовода от УПСВ до скважины №77

Сброшенная и очищенная пластовая вода на УПСВ по высоконапорному водоводу поступает на скважину №77 для закачки в пласт.

Диаметр трубопровода-114x9 мм. Проектируемый водовод прокладывается параллельно проектируемой промышленной дороге с щебеночным покрытием. Согласно СП 284.1325800.2016 п.6.6, п. 23 таблица 7 расстояние от подъездных щебеночных дорог на территории нефтяного месторождения, параллельно которым прокладывается трубопровод, не менее 10 м от подошвы насыпи земляного полотна.

Водовод пересекает проектируемую щебеночную дорогу. Угол пересечения трубопровода с железными и автомобильными дорогами должен быть максимально приближен к 90°, но не менее 60°.

Высоконапорный водовод пересекает водную преграду - р. Сухой Лог.

Водовод пересекает проектируемую ВЛ. Угол пересечения не нормируется.

Запорная арматура установлена на обоих концах перехода через р. Сухой Лог на отметках выше ГВВ 10%-ной обеспеченности.

Ведомости пересечений приведены в приложении К. Схема нефтегазосборных трубопроводов приведена на рисунке 3.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Схема промышленного высоконапорного водовода от УПСВ до скважины №77.

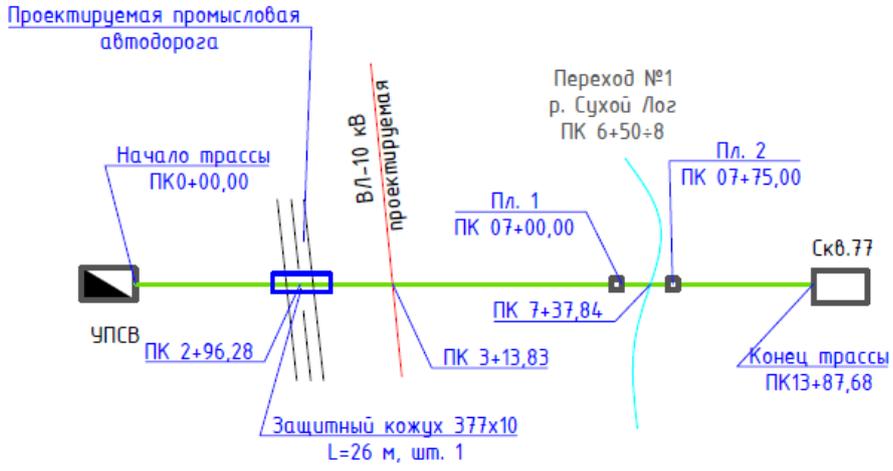


Рисунок 3

План высоконапорного водовода, а также схема площадок задвижек приведены в 016-19-ТКР1, листы 19÷21. Проектные решения проектируемых нефтегазосборных трубопроводов приведены в подразделе 7.5.3 «Промысловые трубопроводы».

7.5 Промысловые трубопроводы

Проектирование промысловых трубопроводов выполнено согласно СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ».

7.5.1 Выкидной и нефтегазосборные трубопроводы

Проектом определены опасные участки трассы нефтегазосборного трубопровода:

- переходы через проектируемую щебеночную дорогу;
- переход через р. Сухой Лог;
- пересечение с проектируемой ВЛ;
- пересечение с проектируемым водоводом.

Технические характеристики нефтегазосборного трубопровода приведены в таблице 14.

Таблица 14 - Технические характеристики нефтегазосборного трубопровода

Трубопровод	Труба			Длина, м	Количество трубопроводов категории, %			Давление не более, МПа
	ГОСТ, ТУ	Диаметр и толщина стенки, мм	Группа и марка материала		I	II	III	
					Раб.			
Выкидной	Труба по ГОСТ 10704-91 с	114x4,5	B20	1325,22	-	100	-	2,5

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

После монтажа трубопроводы испытать на прочность и герметичность гидравлическим способом. Монтаж и испытание производить согласно СП 284.1325800.2016.

Испытание участков трубопроводов на прочность в местах пересечения с воздушными линиями электропередач выполнить в два этапа:

- первый этап – до укладки, в течении 6 ч, Рисп. =1,5 Рраб в верхней точке;
- второй этап – одновременно с прилегающими участками Р=1,1Рраб, в течение 12 ч.

Испытание узлов линейной запорной арматуры выполнить в два этапа:

- первый этап – до укладки, в течении 6 ч, Рисп. =1, 25 Рраб в верхней точке;
- второй этап – одновременно с прилегающими участками Р=1,1Рраб, в течение 12 ч.

Испытание участков трубопроводов на прочность в местах пересечения с водными преградами выполнить в два этапа:

- первый этап – после укладки, в течении 12, Рисп. =1,25 Рраб в верхней точке;
- второй этап – одновременно с прилегающими участками Р=1,1Рраб, в течение 12 ч.

Испытание участков трубопроводов на прочность в местах пересечения с подземными коммуникациями выполнить в два этапа:

- первый этап – после укладки, в течении 6, Рисп. =1,5 Рраб в верхней точке;
- второй этап – одновременно с прилегающими участками Р=1,1Рраб, в течение 12 ч.

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

Согласно приложению № 7 к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.12.2020г. №534, должны быть установлены опасные зоны при гидравлических испытаниях трубопроводов. Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при давлении испытания 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 обе стороны от оси 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 трубопровода, м
100	75	600	100	900

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ТКР1-Т	Лист
							23
Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.					

7.5.2 Напорный нефтепровод от УПСВ до ПНН

Проектирование промышленного напорного трубопровода выполнено согласно СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ».

Проектом определены опасные участки трассы напорного трубопровода:

- переходы через проектируемую щебеночную дорогу;
- переход через р. Шалашная, ручей, р. Тыка;
- пересечение с проектируемой ВЛ;
- пересечение с существующими с ВЛ 500 кВ Пермская ГРЭС-Калино 1 и с ВЛ 500 кВ Пермская ГРЭС-Каляно 2.

Технические характеристики нефтегазосборного трубопровода приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Технические характеристики напорного трубопровода

Трубопровод	Труба			Длина, м	Количество трубопроводов категории, %			Давление не более, МПа
	ГОСТ, ТУ	Диаметр и толщина стенки, мм	Группа и марка материала		I	II	III	
								Напорный

Промысловый трубопровод прокладывается подземно по профилю, предусматривающему возможность самокомпенсации от температурных деформаций и воздействия внутреннего давления, как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскостях. В местах подключения трубопровода, где трубопроводы запроектированы надземно с помощью отводов, прямых вставок, которые образуют П-образные компенсаторы.

Глубина заложения напорного нефтепровода принята не менее 1,6 м до нижней образующей трубопровода.

Переходы проектируемого напорного трубопровода через щебеночную подъездную промышленную дорогу выполнить открытым способом под углом, максимально приближенным к 90°, но не менее 60°, согласно п.10.4.2 СП 284.1325800.2016. Трубопровод укладывается в защитный кожух. На концах кожуха установлены герметизирующие манжеты, а внутри опорно-направляющие кольца. Защитный футляр выполнить из труб диаметром 426х10 мм по ГОСТ 10704-91 из стали B20 по ГОСТ 10705-80 с наружным антикоррозионным покрытием по ТУ НП-ПВД-2У-2006, выполненным в заводских условиях. Заглубление трубопровода под автодорогой должно быть не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного кожуха, а в выемках не менее 0,4 м от дна кювета. Концы кожухов, устанавливаемые на участках переходов нефтепроводов через дороги V категории, должны выводиться на 5 м от бровки земляного полотна согласно СП 284.1325800.2016, пункт 10.4.3.

Переходы через р. Шалашная, ручей, р. Тыка предусматриваются траншейным способом с заглублением не менее 1,0 м от естественных отметок дна реки. На обоих концах перехода трубопровода для исключения поступления транспортируемого продукта в водоем устанавливается запорная арматура. Запорная арматура установлена на отметках выше ГВВ 10%-ной обеспеченности.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			016-19-ТКР1-Т						24
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Проектной документацией предусматриваются мероприятия по укреплению берегов в местах прокладки подводного перехода. На участке перехода предусматривается крепление откосов берегов георешеткой ППР GW 2008 1030 по ТУ 2246-004-18649652-2011.

Напорный трубопровод пересекается с проектируемой ВЛ. Согласно ПУЭ, изд. 7. Расстояния при пересечении, сближении и параллельном следовании ВЛ с подземными трубопроводами должны быть не менее 10 м. Угол пересечения не нормируется.

Пересечение с существующими ВЛ 500 кВ Пермская ГРЭС-Калино 1 в пролете опор №№ 139-140 и с ВЛ 500 кВ Пермская ГРЭС-Калино 2 в пролете опор №№ 141-142 выполнить согласно техническим условиям № 144/2/342 от 13.02.2020 г (приложение Ж).

При проектировании пересечения проектируемого нефтепровода с ВЛ 500 кВ руководствоваться требованиями ПУЭ 7-го изд. п.2.5.287-2.5.290. Прохождение нефтепровода в охранной зоне существующей ВЛ 500 кВ должно быть выполнено подземным способом. Угол пересечения проектируемого нефтепровода с существующими ВЛ 500 кВ не нормируется. Расстояние от заземлителя и подземной части опор ВЛ 500 кВ до проектируемого нефтепровода на пересечении должно быть не менее 35 метров. В месте захода и выхода проектируемого нефтепровода в охранную зону ВЛ 500 кВ установить информационные знаки с указанием владельцев нефтепровода и номера телефона. Охранная зона ВЛ 500 кВ - зона вдоль ВЛ в виде участка земли и воздушного пространства, ограниченного по обе стороны вертикальными плоскостями, отстоящими от крайних проводов в их не отклоненном положении на расстоянии 30 метров.

На углах поворота трассы и на переходах через препятствия устанавливаются линейные опознавательные знаки (СП 284.1325800.2016, п. 9.3.12).

На щите-указателе должны быть приведены следующие данные:

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

Для строительства и монтажа напорного трубопровода предусматривается применение стальных труб и деталей к ним с наружным антикоррозионным покрытием по ТУ НП-ПВД-2У-2006. Качество наружного покрытия труб и деталей трубопроводов, соответствует требованиям ГОСТ Р 51164-98.

Изоляция сварных стыков трубопроводов выполняется термоусадочными манжетами «ТИАЛ-М».

Соединение труб на сварке. Сварочные работы на трубопроводах проводятся в соответствии с СП 284.1325800.2016, раздел 19. При сварке трубопроводов следует применять сварочные материалы согласно СП 284.1325800.2016, раздел 11.2, действующим ГОСТам и техническим условиям, прошедшим контроль качества перед их применением. Сварочные материалы должны иметь сертификаты завода – изготовителя. Марки электродов и сварочных материалов должны приниматься по таблице 1, 2, приложения 8, РД 39-132-94.

Сварные стыки нефтепроводов II категории подлежат 100% контролю радиографическим методом согласно СП 284.1325800.2016, п. 19.8.5.

После монтажа трубопроводы испытать на прочность и герметичность гидравлическим способом. Монтаж и испытание производить согласно СП 284.1325800.2016.

Испытание участков трубопроводов на прочность в местах пересечения с воздушными линиями электропередач выполнить в два этапа:

- первый этап – до укладки, в течении 6 ч, Рисп. =1,5 Pраб в верхней точке;
- второй этап – одновременно с прилегающими участками P=1,1Pраб, в течение 12 ч.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ТКР1-Т	Лист
							25

Испытание узлов линейной запорной арматуры выполнить в два этапа:

- первый этап – до укладки, в течении 6 ч, Р_{исп.} = 1, 25 Р_{раб} в верхней точке;
- второй этап – одновременно с прилегающими участками Р=1,1Р_{раб}, в течение 12 ч.

Испытание участков трубопроводов на прочность в местах пересечения с водными преградами выполнить в два этапа:

- первый этап – после укладки, в течении 12, Р_{исп.} = 1,25 Р_{раб} в верхней точке;
- второй этап – одновременно с прилегающими участками Р=1,1Р_{раб}, в течение 12 ч.

Испытание участков трубопроводов на прочность в местах пересечения с внутрипромысловыми проездами выполнить в два этапа:

- первый этап – после укладки, в течении 6, Р_{исп.} = 1,5 Р_{раб} в верхней точке;
- второй этап – одновременно с прилегающими участками Р=1,1Р_{раб}, в течение 12 ч.

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

Согласно приложению № 7 к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.12.2020г. №534, должны быть установлены опасные зоны при гидравлических испытаниях трубопроводов. Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов приведены в таблице 17.

Таблица 17 - Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при давлении испытания 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 обе стороны от оси 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 трубопровода, м
150	75	600	100	900

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

7.5.3 Высоконапорный водовод

Проектом определены опасные участки трассы высоконапорного водовода:

- переход через проектируемую щебеночную дорогу;
- переход через р. Сухой Лог;
- пересечение с проектируемой ВЛ;
- пересечение с проектируемым нефтегазосборным трубопроводом.

Технические характеристики нефтегазосборного трубопровода приведены в таблице 18.

Таблица 18 - Технические характеристики промыслового трубопровода

Трубопровод	Труба			Длина, м	Количество трубопроводов категории, %			Давление не более, МПа
	ГОСТ, ТУ	Диаметр и толщина стенки, мм	Группа и марка материала		I	II	III	
					Раб.			
Нефтегазосборный	Труба по ГОСТ 10704-91 с наружным антикоррозионным покрытием по ТУ НП-ПВД-2У-2006	114x9	B20	1387,68	-	100	-	10

Промысловый трубопровод прокладывается подземно по профилю, предусматривающему возможность самокомпенсации от температурных деформаций и воздействия внутреннего давления, как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскостях. В местах подключения трубопровода, где трубопроводы запроектированы надземно с помощью отводов, прямых вставок, которые образуют П-образные компенсаторы.

Глубина заложения водовода принята не менее 1,8 м до нижней образующей трубопровода.

Переходы проектируемого высоконапорного водовода через щебеночную подъездную промысловую дорогу выполнить открытым способом под углом, максимально приближенным к 90° , но не менее 60° , согласно п.10.4.2 СП 284.1325800.2016. Трубопроводы укладываются в защитный кожух. На концах кожуха установлены герметизирующие манжеты, а внутри опорно-направляющие кольца. Защитный футляр выполнить из труб диаметром 377x10 мм по ГОСТ 10704-91 из стали B20 по ГОСТ 10705-80 с наружным антикоррозионным покрытием по ТУ НП-ПВД-2У-2006, выполненным в заводских условиях. Заглубление трубопровода под автодорогой должно быть не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного кожуха, а в выемках не менее 0,4 м от дна кювета. Концы кожухов, устанавливаемые на участках переходов нефтепроводов через дороги V категории, должны выводиться на 5 м от бровки земляного полотна согласно СП 284.1325800.2016, пункт 10.4.3.

Переход через р. Сухой Лог предусматривается траншейным способом с заглублением не менее 1,0 м от естественных отметок дна реки. На обоих концах перехода трубопровода для исключения поступления транспортируемого продукта в водоем устанавливается запорная арматура. Запорная арматура установлена на отметках выше ГВВ 10%-ной обеспеченности.

Проектной документацией предусматриваются мероприятия по укреплению берегов в местах прокладки подводного перехода. На участке перехода предусматривается крепление откосов берегов георешеткой ППР GW 2008 1030 по ТУ 2246-004-18649652-2011.

Высоконапорный водовод пересекается с проектируемым нефтегазосборным трубопроводом. При пересечении промысловых трубопроводов расстояние между ними в свету принято не менее 0,5 м, а пересечение выполняться под углом не менее 60° .

Нефтегазосборный трубопровод пересекается с проектируемой ВЛ. Согласно ПУЭ, изд. 7.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									27
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ТКР1-Т			

Расстояния при пересечении, сближении и параллельном следовании ВЛ с подземными трубопроводами должны быть не менее 10 м. Угол пересечения не нормируется.

На углах поворота трассы и на переходах через препятствия устанавливаются линейные опознавательные знаки (СП 284.1325800.2016, п. 9.3.12).

На щите-указателе должны быть приведены следующие данные:

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

Для строительства и монтажа высоконапорного водовода предусматривается применение стальных труб и деталей к ним с наружным антикоррозионным покрытием по ТУ НП-ПВД-2У-2006. Качество наружного покрытия труб и деталей трубопроводов, соответствует требованиям ГОСТ Р 51164-98.

Изоляция сварных стыков трубопроводов выполняется термоусадочными манжетами «ТИАЛ-М».

Соединение труб на сварке. Сварочные работы на трубопроводах проводятся в соответствии с СП 284.1325800.2016, раздел 19. При сварке трубопроводов следует применять сварочные материалы согласно СП 284.1325800.2016, раздел 11.2, действующим ГОСТам и техническим условиям, прошедшим контроль качества перед их применением. Сварочные материалы должны иметь сертификаты завода – изготовителя. Марки электродов и сварочных материалов должны приниматься по таблице 1, 2, приложения 8, РД 39-132-94.

Сварные стыки нефтепроводов II категории подлежат 100% контролю радиографическим методом согласно СП 284.1325800.2016, п. 19.8.5.

После монтажа трубопроводы испытать на прочность и герметичность гидравлическим способом. Монтаж и испытание производить согласно СП 284.1325800.2016.

Испытание участков трубопроводов на прочность в местах пересечения с воздушными линиями электропередач выполнить в два этапа:

- первый этап – до укладки, в течении 6 ч, Рисп. =1,5 Рраб в верхней точке;
- второй этап – одновременно с прилегающими участками Р=1,1Рраб, в течение 12 ч.

Испытание узлов линейной запорной арматуры выполнить в два этапа:

- первый этап – до укладки, в течении 6 ч, Рисп. =1, 25 Рраб в верхней точке;
- второй этап – одновременно с прилегающими участками Р=1,1Рраб, в течение 12 ч.

Испытание участков трубопроводов на прочность в местах пересечения с водными преградами выполнить в два этапа:

- первый этап – после укладки, в течении 12, Рисп. =1,25 Рраб в верхней точке;
- второй этап – одновременно с прилегающими участками Р=1,1Рраб, в течение 12 ч.

Испытание участков трубопроводов на прочность в местах пересечения с подземными коммуникациями выполнить в два этапа:

- первый этап – после укладки, в течении 6, Рисп. =1,5 Рраб в верхней точке;
- второй этап – одновременно с прилегающими участками Р=1,1Рраб, в течение 12 ч.

Испытание участков трубопроводов на прочность в местах пересечения с внутрипромысловыми проездами выполнить в два этапа:

- первый этап – после укладки, в течении 6, Рисп. =1,5 Рраб в верхней точке;
- второй этап – одновременно с прилегающими участками Р=1,1Рраб, в течение 12 ч.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ТКР1-Т	Лист
							28

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

Согласно приложению № 7 к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.12.2020г. №534, должны быть установлены опасные зоны при гидравлических испытаниях трубопроводов. Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов приведены в таблице 19.

Таблица 19 - Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при давлении испытания 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 обе стороны от оси 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 трубопровода, м
100	75	600	100	900

7.6 Трубопроводная арматура

7.6.1 Арматура, установленная на нефтегазосборном трубопроводе от скважин №78, №76, куста К-306.

Применяемая трубопроводная арматура соответствует требованиям безопасности к промышленной трубопроводной арматуре.

Трубопроводную арматуру следует поставлять комплектно, испытанной и обеспечивающей расконсервацию без разборки.

Арматура должна комплектоваться эксплуатационной документацией, в том числе паспортом, техническим описанием и руководством по эксплуатации.

На арматуре следует указывать условное давление, условный диаметр, марку материала и заводской или инвентаризационный номер.

Основным типом запорной арматуры площадок отсекающих задвижек на промышленном напорном трубопроводе, рекомендуемой к применению является задвижка типа ЗКЛ2 с ответными фланцами, прокладками и крепежом для трубопроводов с условными проходом 100 мм условным давлением PN=4,0 МПа, для газообразных, взрывопожароопасных и токсичных сред с температурой от минус 47°С до плюс 38 °С.

Задвижки данного типа имеют минимальное гидравлическое сопротивление, надежное уплотнение затвора, небольшую строительную длину и допускающие переменное направление движения среды.

Класс герметичности применяемой в проектной документации запорной арматуры – А. Средний срок службы запорной арматуры принимается 10 лет. Средний ресурс не менее 2000 циклов. Средняя наработка на отказ не менее 400 циклов.

Материал арматуры для трубопроводов выбран в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств, транспортируемой среды и требований нормативно-технической документации.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			016-19-ТКР1-Т						
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

7.7 Мероприятия по защите сооружений от коррозии

Все сооружения и оборудование, трубопроводы требуют тщательной защиты от почвенной и атмосферной коррозии, а также от воздействия коррозионно-активных сред, участвующих в технологическом процессе.

Для защиты от атмосферной коррозии, надземные участки трубопроводов, арматуру и металлические элементы опор окрасить краской БТ-117 в два слоя, по грунтовке ГФ-021 в один слой, предварительно очистив поверхность от ржавчины и грязи.

Защита проектируемых подземных трубопроводов осуществляется применением стальных труб и деталей к ним с наружным антикоррозионным покрытием по ТУ НП-ПВД-2У-2006. Качество наружного покрытия труб и деталей трубопроводов, соответствует требованиям ГОСТ Р 51164-98.

Для защиты неизолированных участков подземных трубопроводов (участок трубопровода на сварных стыках труб с заводской изоляцией фасонных частей трубопровода, наружная поверхность деталей трубопроводов), от почвенной коррозии, предусмотрена изоляция усиленного типа на основе термоусаживающих материалов. Для изоляции сварных стыков применены термоусадочные манжеты «ТИАЛ-М» по ТУ 2293-002-58210788-2004.

Для защиты от внутренней коррозии на площадке скв. 78 предусматривается ввод деэмульгаторов с одновременной защитой трубопроводов от электрохимической и микробиологической коррозии.

7.8 Мероприятия по промышленной безопасности

Система контроля за безопасностью на объекте построена в соответствии с Федеральным законом РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 г. № 116-ФЗ и Правилами организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности (утв. Пост. Правительства РФ от 18.12.2020 г. № 2168), которая контролирует всю производственную деятельность составляющих объекта.

Указанная система представляет собой комплекс взаимосвязанных требований, методических рекомендаций и указаний для работников предприятия, устанавливает и регламентирует единый порядок планирования, организации и ведения производственных процессов, направленных на обеспечение безопасных и здоровых условий при эффективном и высокопроизводительном труде.

Мероприятия по промышленной безопасности должны отвечать требованиям приказа федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 534 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" и других документов в области промышленной безопасности.

Оборудование для сбора нефти, должно удовлетворять требованиям стандартов и технических условий на их изготовление, монтироваться в соответствии с проектной документацией и действующими нормами технологического проектирования и обеспечивать полную герметичность и сохранность продукции (закрытая система сбора и подготовки нефти и газа).

Оборудование должно оснащаться приборами контроля.

Исправность запорной арматуры, установленной на трубопроводе, подлежит периодической проверке в соответствии графику утвержденным эксплуатирующей организацией.

Результаты проверок заносятся в вахтовый журнал или соответствующую базу данных.

Технические решения и организационные мероприятия, направленные на предупреждение развития аварий, включают в себя мероприятия по заблаговременной подготовке к локализации выбросов нефти, сбору и нейтрализации. В основном, эти решения и мероприятия сводятся к следующему:

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ТКР1-Т	Лист
							31

10 Сведения о расчётной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест.

Проектные решения по организации и условиям труда работников, управлению производством и предприятием приведены 016-19-ИЛО.ИОС9.

11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства

В проектной документации разработаны мероприятия, обеспечивающие безаварийные и безопасные условия эксплуатации объектов системы сбора, транспорта нефти, газа и воды, системы утилизации подтоварной воды.

К этим мероприятиям относятся:

- максимальная герметизация технологических процессов подготовки нефти, газа и процессов системы утилизации подтоварной воды;
- соединение трубопроводов предусмотрено на сварке с контролем сварных стыков по нормам;
- все оборудование должно обслуживаться квалифицированным персоналом, прошедшим обучение, стажировку, аттестацию и производственный инструктаж и имеющим удостоверение на проведение определенных видов работ
- материальное исполнение оборудования, труб соответствует требованиям нормативных документов;
- соблюдение безопасных минимально допустимых расстояний между сооружениями в соответствии с действующими нормативами;
- строгое соблюдение периодичности планово-предупредительных ремонтов и контроль технического состояния оборудования, труб и арматуры;
- специальные устройства и приспособления для пожаротушения и ликвидации возможных аварий должны быть исправными и в любой момент готовыми к применению. Обслуживающий персонал должен быть обучен правилам работы с этими устройствами. На предприятии периодически должны производиться учения по ликвидации возможных аварий и загораний.

Бригады, выполняющие работы, должны иметь аптечки с необходимым запасом медикаментов и перевязочных материалов по установленному перечню. Весь производственный персонал должен быть обучен способам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

К работам на опасных производственных объектах допускаются работники после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ.

К работе на опасных производственных объектах допускаются работники, прошедшие, кроме обязательных медосмотров, обязательное психиатрическое обследование, согласно Постановлению Правительства РФ от 23.09.2002г. №695. К работе с вредными условиями труда (вредные, опасные вещества и производственные факторы) допускаются работники, прошедшие периодические медицинские осмотры и не имеющие медицинских противопоказаний. При приеме на работу с вредными условиями труда обязательно проведение предварительного медосмотра.

Противопоказания устанавливаются конкретно для каждого вредного (опасного) вещества и производственного фактора согласно приказу от 31.12.2020 N 1420н "Об утверждении перечня вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные медицинские осмотры при поступлении на ра-

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			016-19-ТКР1-Т						
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

боту и периодические медицинские осмотры" (Зарегистрировано в Минюсте России 29.01.2021 N 62278).

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

Все работники, обслуживающие объекты системы сбора и транспорта нефти, газа и воды, обязаны твердо знать и строго выполнять правила и инструкции по безопасности, по охране труда, пожарной безопасности и требования норм производственной санитарии.

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

Проектом предусматривается местный контроль давления в начале и в конце участков, а также на узлах запорной арматуры проектируемых трубопроводов посредством показывающих манометров.

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

Не требуется.

14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

Техническое обслуживание и ремонт сооружений и оборудования нефтепровода выполняются комплексной передвижной ремонтной бригадой ООО «Боркмосское», которая оснащена всем необходимым.

Виды и объемы ремонта трубопровода устанавливаются на основе оценки его технического состояния по данным осмотров в шурфах, электроизмерений, анализов отказов, технических норм, требований паспортов и инструкций заводов-изготовителей или по данным обследования состояния трубопровода приборными средствами диагностики, а также в соответствии с мероприятиями по повышению надежности и безопасности эксплуатации, предусмотренными в планах эксплуатирующей организации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			016-19-ТКР1-Т						35
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Приложение Б Гидравлические расчеты системы сбора и транспорта нефти

Гидравлические расчеты промысловых трубопроводов выполнены на максимальную добычу жидкости. Ожидаемые объемы жидкости по проектируемым скважинам и объемы жидкости существующей скважины №306 представлены в технических условиях (приложение Ж) и таблице 1.

Результаты расчета нефтегазосборных трубопроводов приведены в таблице 8 и на расчетной схеме (рис. 1).

Гидравлический расчет выкидных и нефтегазосборных трубопроводов проведен на водогазонефтяную эмульсию, плотность которой определена расчетным путем по формуле:

$$\rho_{жс} = \rho_n \cdot (1 - W) + \rho_в \cdot W, \text{ где}$$

ρ_n - плотность нефти, т/м³;

$\rho_в$ - плотность воды, т/м³;

W - обводненность, доли ед.

При максимальной добыче жидкости:

$$\rho_{жс} = 0,822 \cdot (1 - 0,7486) + 1,182 \cdot 0,7486 = 1,092 \text{ т/м}^3$$

Гидравлический расчет выполнен по формуле Дарси-Вейсбаха на вязкость равную $9,06 \cdot 10^{-3}$ мПа·с.

Гидравлические расчеты выполнены в программе «Гидросистема», версия 3.02 НТП «Трубопровод».

Согласно выполненным расчетам, давление на устьях проектируемых скважин не превышает 2,5 МПа.

Согласно гидравлическим расчетам к строительству приняты трубопроводы диаметром 114 мм.

Таблица 1 - Объемы жидкости по скважинам.

Кусты и скважины		Количество жидкости, т/сут	Давление не более, МПа
К-306	306 (сущ.)	20	2,5
	401	20	2,5
	402	20	2,5
Скв. 76	76	20	2,5
Скв. 78	78	5	2,5

Таблица 2 - Гидравлический расчет нефтегазосборных трубопроводов

От	До	Расход т/сут	Диаметр трубопровода, мм	Длина, м	Разность отметок, м	Потери давления, МПа	Р нач, МПа	Р кон, МПа
Скв. 78	Скв. 76	5	114x4,5	1450	26	0,26	0,6	0,34
Скв. 76	ЗДЗ	25	114x4,5	1920	-15	0,001	0,341	0,34
К-306	ЗДЗ	60	114x4,5	90	+5	0,05	0,39	0,34
ЗДЗ	УПСВ	85	114x4,5	50	+4	0,04	0,34	0,3

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ТКР1-Т	Лист
							37

Приложение В Расчет напорного нефтепровода от УПСВ до ПНН

На УПСВ предусматривается два электронасосных агрегата: рабочий и резервный. Резервный насос всегда находится в постоянной готовности к пуску. Насосы оборудованы двойными торцовыми уплотнениями.

Электронасосные агрегаты выполнены во взрывозащищенном исполнении.

На напорном трубопроводе центробежного насоса устанавливается обратный клапан и задвижка. Насос включается автоматически по сигналу "включение насоса" и выключается по сигналу "выключение насоса".

На обвязочных трубопроводах электронасосных агрегатов указаны направление движения потоков, на оборудовании - номера позиций по технологической схеме, а на двигателях - направление вращения роторов.

Утечки из уплотнений насосов сбрасываются в подземную емкость.

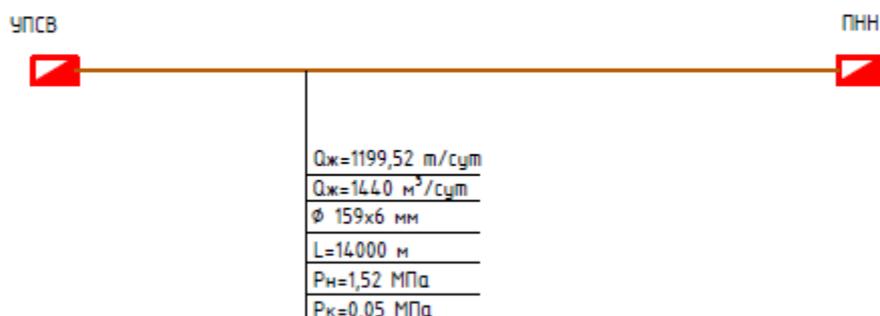


Рисунок 1

Таблица 3 - Результаты расчета

Наименование участка	Протяженность участка, м	Расход жидкости, м ³ /час	Диаметр трубы, мм	Потери давления на участке,		Давление в начале участка,		Давление в конце участка,	
				МПа	м	МПа	м	МПа	м
УПСВ-ПНН	14000	60	159x6	1,47	180,1	1,52	186,2	0,05	6,1

Вывод: для и транспорта нефти от УПСВ на ПНН предусматривается применение насосов ЦНС 60 – 200 (1раб. / 1 рез).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							016-19-ТКР1-Т		Лист
											39
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

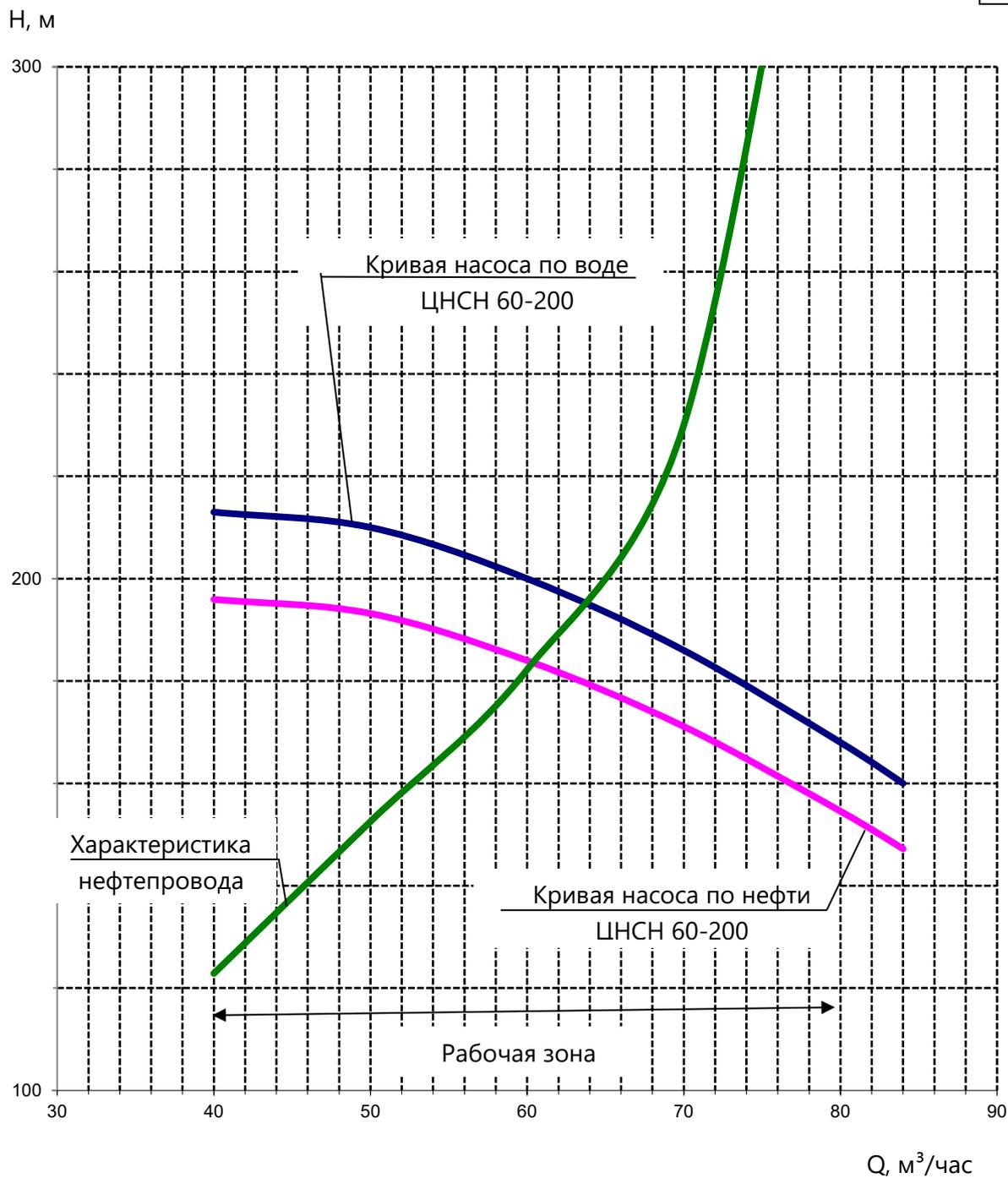


Рисунок 2 График совмещенных характеристик насоса ЦНСАн 60-200 и проектируемого трубопровода от УПСВ до ПНН.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

где:

P - максимальное рабочее давление в трубопроводе, МПа;

C_{H_2S} - содержание в газе сероводорода в объемных процентах, для расчета принято максимальное содержание H_2S в газе – 0,056%.

Согласно ГОСТ Р 55990-2014, таблица 2 водогазонефтяная эмульсия относится к средам с низким содержанием сероводорода.

Результаты расчета номинальной толщины стенки трубопроводов представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты расчетов номинальной толщины стенки трубопроводов

Диаметры трубопроводов, мм	Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условия работы трубопровода γ_S	Рабочее (нормативное) давление транспортируемой среды, p_n , МПа	Парциальное давление сероводорода, Па	Расчетное сопротивление металла, R, МПа	Расчетная толщина стенки трубопровода, t, мм	Принятая толщина стенки трубопровода, t, мм
114	II	0,6	2,5	1400	147	3,05	4,5
159	II	0,75	2,2	-	183,75	3,03	6
159	III	0,9	2,2	-	220,5	2,87	6
114	II	0,75	10	-	183,75	5,29	9

Согласно СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ», для обеспечения условий поперечной (местной) устойчивости толщина стенки труб должна приниматься не менее $D_n/140$, но не менее 3 мм для труб условным диаметром до 200 мм включительно и не менее 4 мм для труб условным диаметром свыше 200 мм.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									44
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ТКР1-Т			

1.2 Определение толщины стенки деталей трубопровода

Расчетную толщину стенки деталей трубопровода определяем аналогично толщине стенки трубы, по формуле:

$$t = \frac{\gamma_f \eta P_n D_H}{2(R + 0,6\gamma_f p_n)} + C_1 + C_2$$

здесь:

γ_f - коэффициент надежности по нагрузке, принимаем равным 1,1, (СП 284.1325800.2016 табл.6);

η - коэффициент несущей способности соединительных деталей, для отводов определяется по формуле;

$$\eta = a\zeta + b$$

где:

$$\zeta = \frac{r}{D_i} = \frac{1,5D_o}{D_i};$$

Значения коэффициентов, принимаем по СП 284.1325800.2016 табл.14.

Согласно методики были произведены расчеты толщины стенки деталей трубопроводов. Результаты расчета представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты расчетов толщины стенки деталей трубопроводов

Диаметр трубопровода, м	Коэффициент условия работы трубопровода γ_S	Рабочее (нормативное) давление транспортируемой среды, p_n , МПа	Расчетное сопротивление металла, R, МПа	Расчетная толщина стенки отводов, t, мм	Принятая толщина стенки отводов, t, мм
114	0,6	2,5	147	3,27	4,5
159	0,75	2,2	183,75	3,19	6
159	0,9	2,2	220,5	3,02	6
114	0,75	10	183,75	5,97	9

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			016-19-ТКР1-Т						45
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

1.3 Нагрузки и воздействия

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

Нормативную нагрузку от давления транспортируемой среды принимаем равным, нагрузке от рабочего давления транспортируемой среды.

Нормативную нагрузку от веса транспортируемой жидкой среды на единицу длины трубопровода рассчитываем по формуле:

$$q_{ln} = \frac{\pi}{4} \cdot \gamma_1 (D_j - 2t_{i\delta})^2 \text{ Н/м,}$$

где удельный вес жидкой среды $\gamma_1 = \rho_{\text{жидкой}} \cdot g \text{ Н/м}^3$.

Нормативную снеговую нагрузку на единицу длины трубопровода рассчитываем по формуле:

$$q_{sn} = 0,4 \cdot 10^{-2} \cdot s (D_j + 2t_{ins}) \text{ Н/м;}$$

где:

s- нормативная снеговая нагрузка, Н/м², принимается по СНИП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия».

$$S = s_0 \cdot \mu \text{ кПа,}$$

Район проектирования находится в V снеговом районе, для которого нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли s₀=3,2кПа;

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

t_{ins} - толщину изоляционного покрытия, для стальных труб с наружным двухслойным полимерным антикоррозионным покрытием по ТУ НП-ПВД-2У-2006, принимаем равным 2 мм.

1.4 Проверка напряженного состояния и устойчивости трубопровода

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

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

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

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

$$\sigma_{пр} + y_f p_n \leq \bar{R}.$$

Кольцевое напряжение от расчетного внутреннего давления рассчитываем по формуле:

$$\sigma_{\delta\delta} = n_{\delta} \cdot \sigma_{\delta\delta}^i = \frac{n_{\delta} \cdot P_n \cdot D_{Ai}}{2 \cdot t} \text{ МПа.}$$

Где:

n_p - коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления, равный 1,1, для трубопроводов диаметром менее 700 мм;

$\sigma_{кц}^H$ - кольцевое напряжение в стенках трубопровода от нормативного внутреннего давления.

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ТКР1-Т	Лист
							46

Проверяем выполнение условия для напорного трубопровода диаметром 159 мм, категория III:

$$-64,29 \text{ МПа} \leq 220,5 \text{ МПа.}$$

Условие прочности в точках поперечного сечения выполняется.

Проверяем выполнение условия для высоконапорного водовода диаметром 114 мм, категория II: на давление 10 МПа

$$-47 \text{ МПа} \leq 183,75 \text{ МПа.}$$

Условие прочности в точках поперечного сечения выполняется.

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении проводят по условию:

$$S \leq \gamma_c N_{кр.}$$

Площадь поперечного сечения металла трубы:

$$F = \frac{\pi}{4} (D_i^2 - D_{Ai}^2) \text{ м}^2.$$

Эквивалентное продольное осевое усилие:

$$S = (0,2\sigma_{\text{вб}} + \alpha_t A_0 \Delta t) F, \text{ МН.}$$

Осей момент инерции поперечного сечения трубы:

$$J = \frac{\pi \cdot (D_i^4 - D_{Ai}^4)}{64}, \text{ м}^4.$$

Нагрузку от собственного веса трубопровода (с учетом изоляции) определим по формуле:

$$q_i = n_{C.A} \cdot q_i^j \text{ Н/м;}$$

где:

q_m^H - нормативная нагрузка от собственного веса трубопровода

$n_{C.B}$ - коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса при расчете на устойчивость.

Нагрузка от веса транспортируемой среды:

$$q_{i\text{в}} = n_{N.A} \cdot q_{\text{лн}} \text{ Н/м.}$$

Тогда нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{\text{вб}} = q_i + q_{i\text{в}} \text{ Н/м.}$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			016-19-ТКР1-Т						48
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Определим среднее удельное давление на единицу контакта трубопровода с грунтом по формуле:

$$p_{Гр} = \frac{2n_{Гр}\gamma_{Гр} \cdot D_H [(h_0 + D_H / 8) + (h_0 + D_H / 2) \operatorname{tg}^2 (45^\circ - \varphi_{Гр} / 2)] + q_{mp}}{\pi D_H}$$

Где:

$n_{Гр}$ - коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта, принимаемый равный 0,8;

h_0 - высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности, рекомендуется принимать в пределах 0,6 – 1,1 м.

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

угол внутреннего трения – $\varphi_{Гр} = 10^\circ$;

сцепление – $c_{Гр} = 22$ кПа;

удельный вес – $\gamma_{Гр} = 19,3$ кН/м³.

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

$$\tau_{iD} = p_{iD} \operatorname{tg} \varphi_{iD} + c_{iD}, \text{ МПа.}$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям по формуле:

$$p_0 = \pi D_i \tau_{iD}, \text{ МН/м.}$$

Определим сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины:

$$q_{iD} = n_{iD} \gamma_{iD} D_i (h_0 + D_i / 2 - \pi D_i / 8) + q_{iD}, \text{ МН/м.}$$

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

$$N_{KP} = 4,09 \cdot \sqrt[3]{p_0^2 q_{iD}^4 F^2 E_0^5 J^3}, \text{ МН.}$$

Проверяем условие:

$$S \leq \gamma_C \cdot N_{KP};$$

Проверяем выполнение условия для нефтегазосборного трубопровода диаметром 114 мм, категория II:

$$0,127 \leq 0,415 \text{ МН.}$$

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

Проверяем выполнение условия для напорного трубопровода диаметром 159 мм, категория II, III:

$$0,235 \text{ МПа} \leq 0,799 \text{ МПа.}$$

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

Проверяем выполнение условия для высоконапорного водовода диаметром 114 мм, категория II: на давление 10 МПа

$$0,259 \text{ МПа} \leq 0,551 \text{ МПа.}$$

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

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ТКР1-Т	Лист
							49

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

$$N_{KP} = 2 \cdot \sqrt{k_0 D_H E_0 J} \text{ МН.}$$

Где:

k_0 - коэффициент нормального сопротивления грунта, принимаем равным 5, что соответствует верхнему пределу для глины размягченной, и нижнему пределу для глины.

Проверяем условие:

$$S \leq y_C \cdot N_{KP};$$

Проверяем выполнение условия для нефтегазосборного трубопровода диаметром 114 мм, категория II:

$$0,127 \leq 0,791 \text{ МН.}$$

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

Проверяем выполнение условия для напорного трубопровода диаметром 159 мм, категория II, III:

$$0,235 \text{ МПа} \leq 0,781 \text{ МПа.}$$

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

Проверяем выполнение условия для высоконапорного водовода диаметром 114 мм, категория II: на давление 10 МПа

$$0,259 \text{ МПа} \leq 1,053 \text{ МПа.}$$

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

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ТКР1-Т	Лист
							50

1.5 Расчет устойчивости трубопровода против всплытия

Устойчивость трубопровода против всплытия обеспечивается при выполнении условия согласно СНиП 2.05.06-85:

$$Qa. \leq Qn.$$

где, Qп. – вес трубопровода мм с изоляцией ;
Qа. – сила выталкивания (Qвыт.).

$$Q_{\text{выт.}} = (\ddot{I} * D^2) * \gamma * q / 4 \text{ Н/м}$$

где, γ - плотность воды, 1050кг/м³;
D – диаметр трубы с изоляцией;
q – ускорение свободного падения, 9.81 м/с².

Таким образом,

$$Q_{\text{выт}} \leq \frac{Q_{\text{нас}}}{K_{н.в.}}$$

где Kн.в.- коэффициент 1,05 (согласно ВСН39-1.9-03-98).

Проверяем выполнение условия для нефтегазосборного трубопровода диаметром 114 мм:

$$112,59 \leq 297,84,$$

следовательно, дополнительные пригрузки не требуются.

Проверяем выполнение условия для напорного трубопровода диаметром 159 мм, категория II:

$$214,83 \leq 275,18,$$

следовательно, дополнительные пригрузки не требуются.

Проверяем выполнение условия для напорного трубопровода диаметром 159 мм, категория III:

$$214,83 \leq 326,87$$

следовательно, дополнительные пригрузки не требуются.

Проверяем выполнение условия для высоконапорного водовода диаметром 114 мм, категория II, 10 МПа

$$112,59 \leq 385,53,$$

следовательно, дополнительные пригрузки не требуются.

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

Приложение Ж Технические условия

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ТКР1-Т

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

						016-19-ТКР1-Т
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

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

						016-19-ТКР1-Т
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Ведомость пересечения с водотоками

№№ п/п	Местоположение по трассе ВЛ, км	X*	Y*	Пикет	Плюсовка	Наименование	Глубина, м
1	4	554595.95	2277841.39	31	21.80	р. Шалашная	0.7
2	4	554082.04	2277902.15	36	43.22	ручей	0.15
3	13	545227.25	2277753.85	125	63.73	р. Тыка	0.5

*Система координат – МСК-59

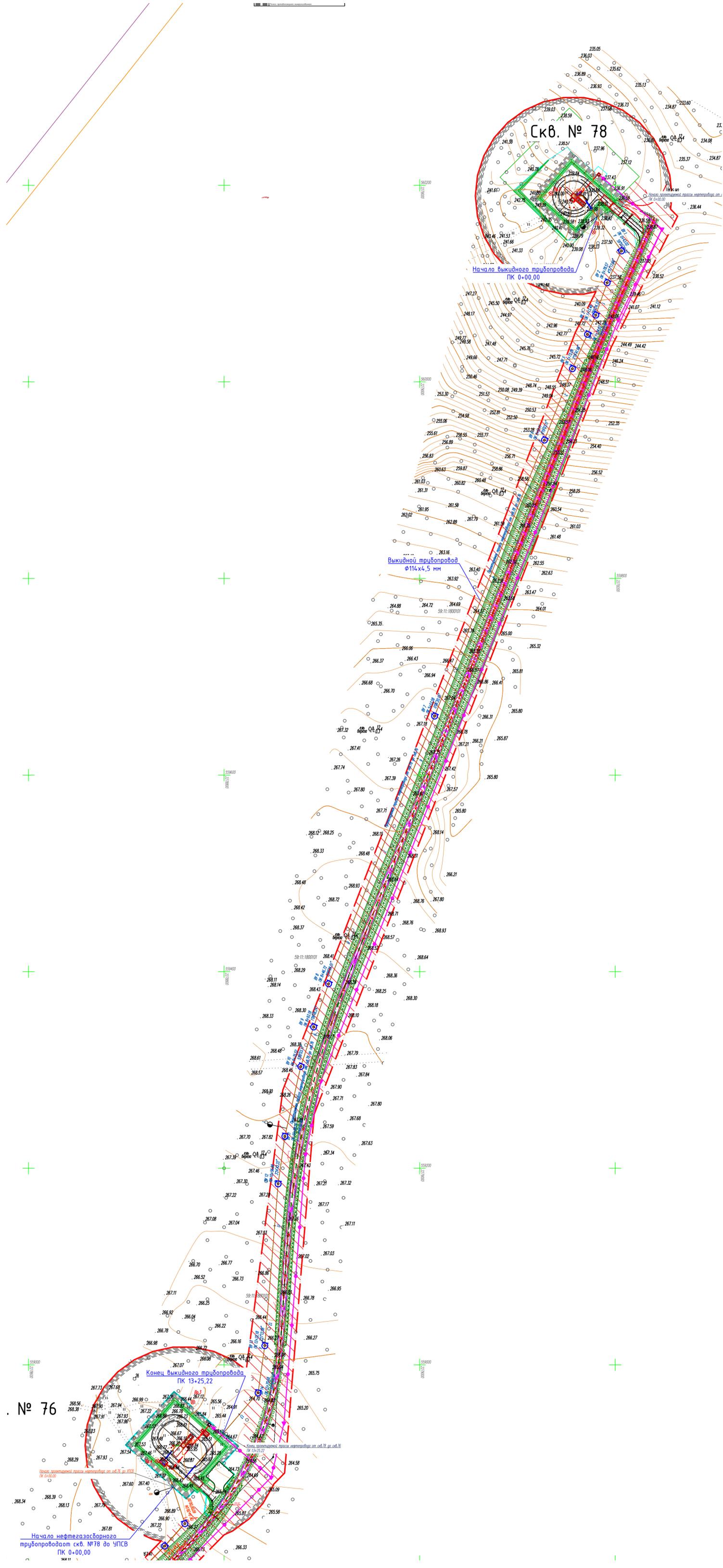
Трасса водопровода от УПСВ до скв.77

Ведомость пересечения с водотоками

№№ п/п	Местоположение по трассе ВЛ, км	X*	Y*	Пикет	Плюсовка	Наименование	Глубина, м
1	1	557660.05	2278121.29	7	37.84	р. Сухой Лог	0.3

*Система координат – МСК-59

Инв. №подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									61
			Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	016-19-ТКР1-Т



Составлено
Инв. № подл.
016-19-ТКР1 10 л
Взам. инв. №
Полн. и дата

016-19-ТКР1					
Обустройство Боржомского нефтяного месторождения					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Захарова				02.22
Н. конпр.			Мандрова		02.22
ГИП			Минхуров		02.22
План выкидного трубопровода от скв. №78 до скв. 76 ПК 0+00 до ПК 13+25,22. М 1:2000			Стация	Лист	Листов
			П	1	
			ООО «Инженерное Бюро «АНКОР»		

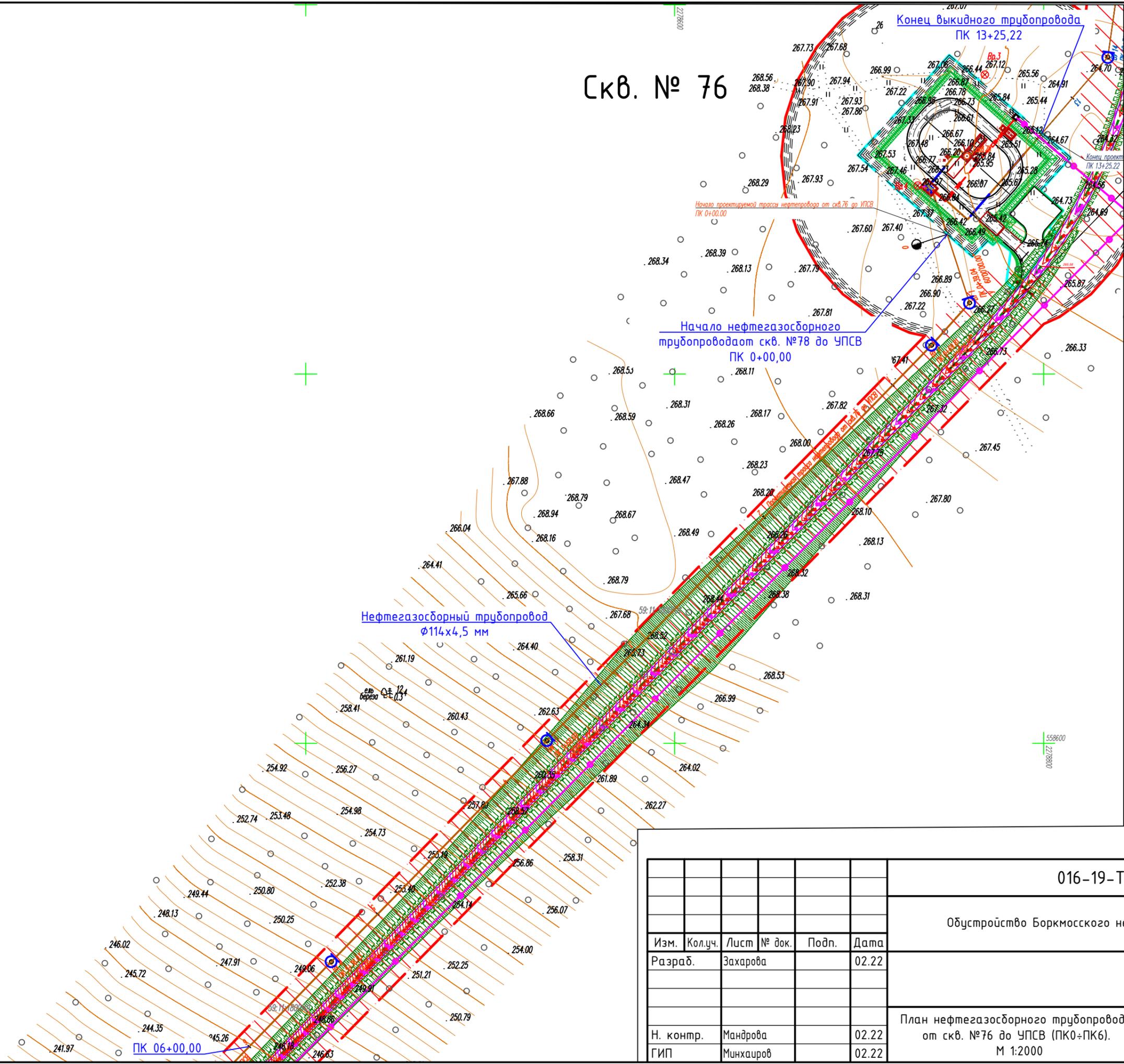
Скв. № 76

Конец выкидного трубопровода
ПК 13+25,22

Начало нефтегазосборного
трубопровода от скв. №78 до УПСВ
ПК 0+00,00

Нефтегазосборный трубопровод
φ114x4,5 мм

ПК 06+00,00

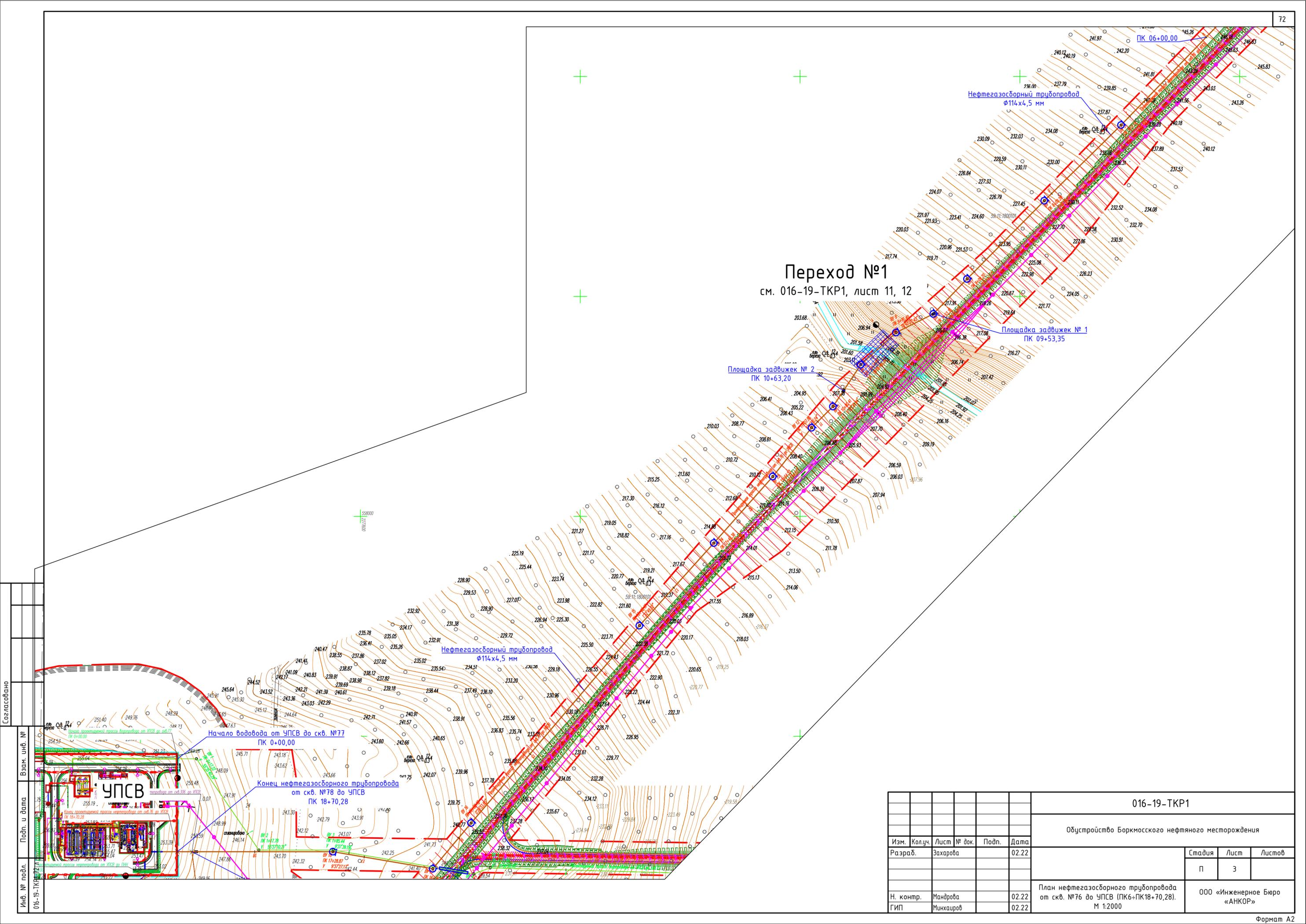


Согласовано

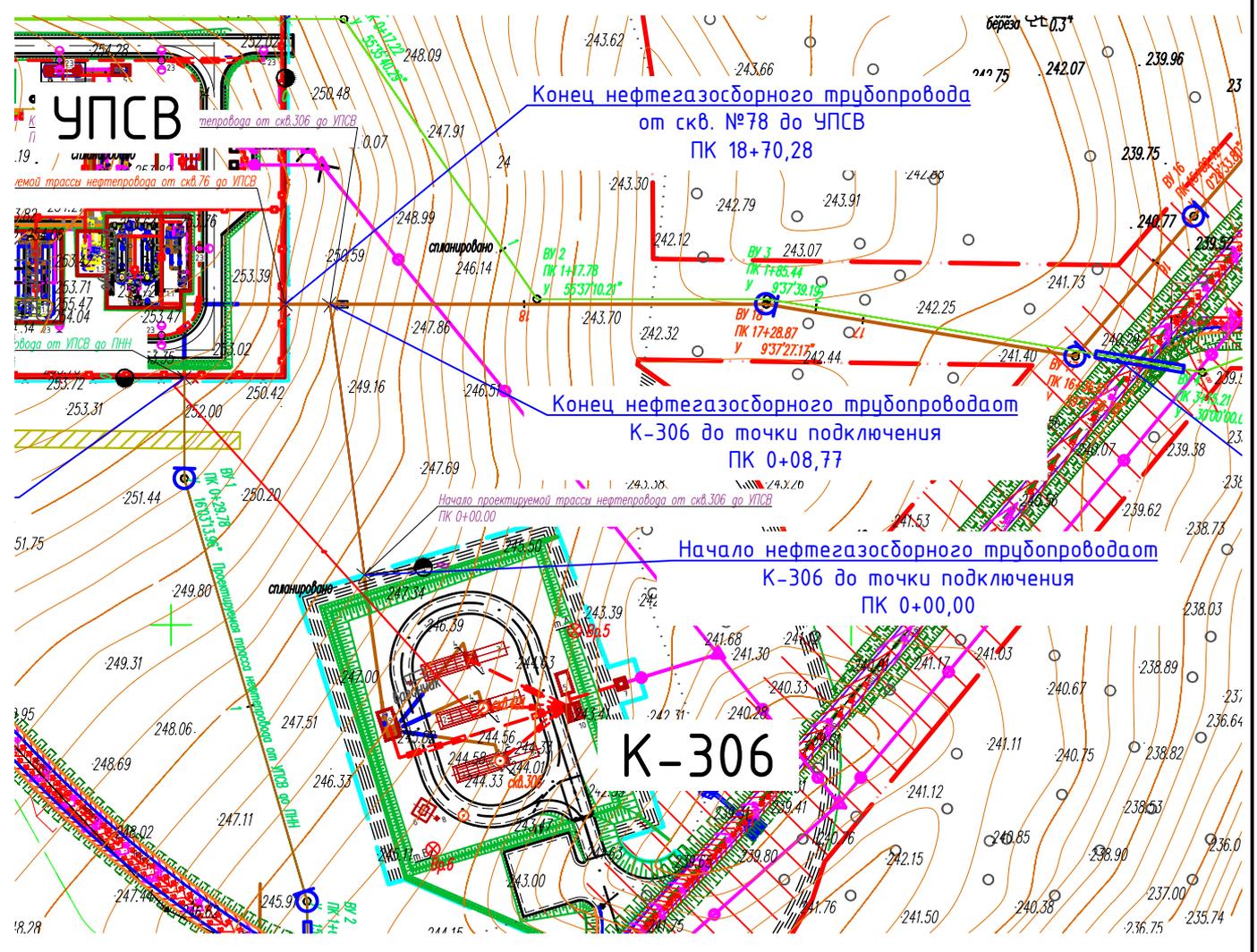
Инв. № подл.	016-19-ТКР1 71 л
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Захарова			02.22
Н. контр.		Мандрова			02.22
ГИП		Минхаиров			02.22

016-19-ТКР1					
Обустройство Боркмосского нефтяного месторождения					
		Стадия	Лист	Листов	
		П	2		
План нефтегазосборного трубопровода от скв. №76 до УПСВ (ПК0-ПК6). М 1:2000				ООО «Инженерное Бюро «АНКОР»	



016-19-ТКР1				
Обустройство Боркмоского нефтяного месторождения				
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата
Разраб.	Захарова			02.22
			Стадия	Лист
			п	3
			ООО «Инженерное Бюро «АНКОР»	
Н. контр.	Мандрова			02.22
ГИП	Минхариов			02.22
План нефтегазосборного трубопровода от скв. №76 до УПСВ (ПК6+ПК18+70,28). М 1:2000				



Согласовано

Инв. № подл.	016-19-ТКР1 73 л	Н. контр.	Мандрова	02.22	ГИП	Минхауров	02.22	016-19-ТКР1	Обустройство Боркмооского нефтяного месторождения	Стадия	Лист	Листов
										П	4	
Подп. и дата		Взам. инв. №								000 «Инженерное Бюро «АНКОР»		

Переход №1

см. 016-19-ТКР1, лист 20, 21

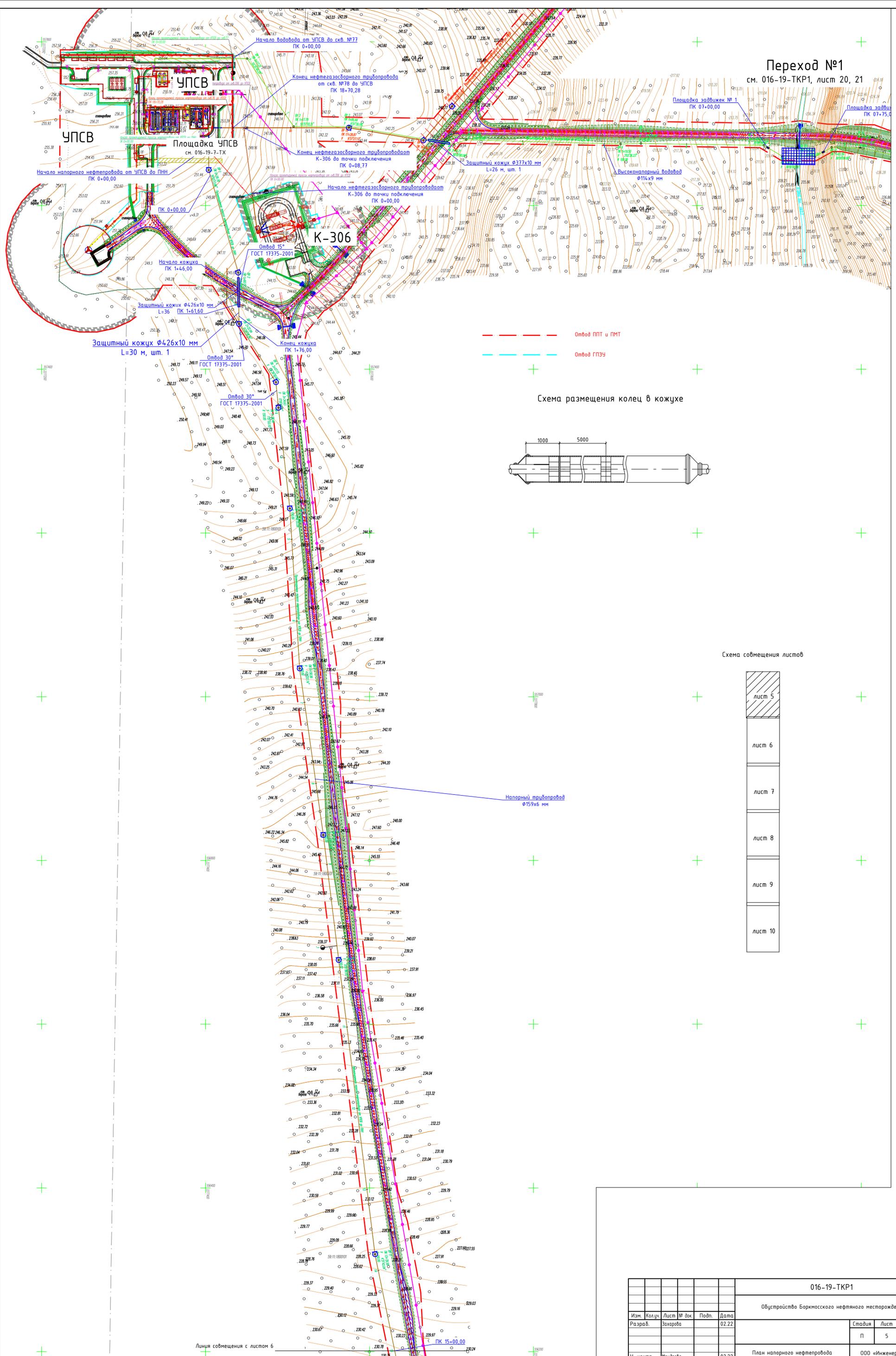


Схема размещения колец в кожухе

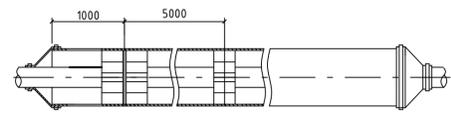


Схема совмещения листов

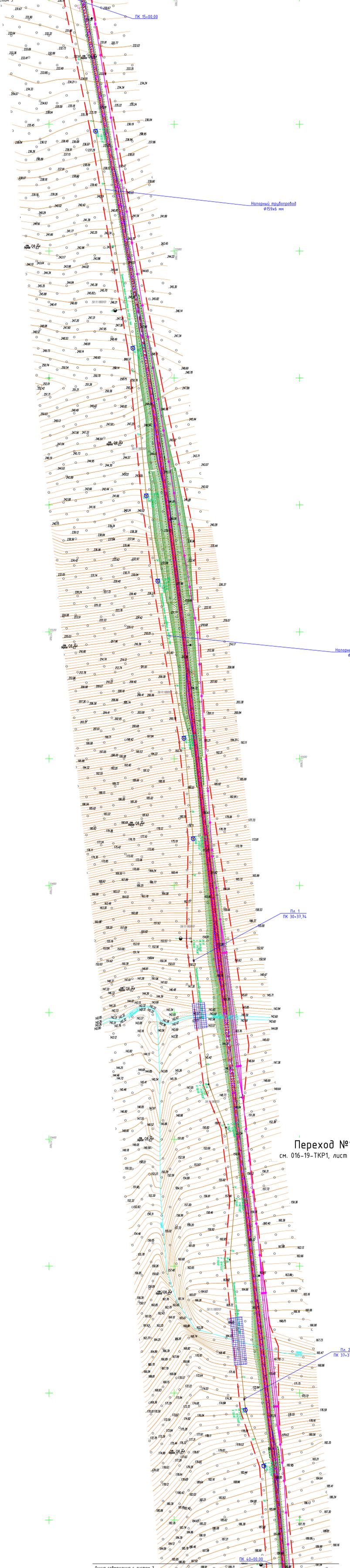


Листа совмещения с листом б

Имя файла	016-19-ТКР1_1.dwg
Полн. и дата	
Взам. шифр	
Создано	

016-19-ТКР1					
Обустройство Боржомского нефтяного месторождения					
Изм.	Колуч.	Лист № док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Захарова			02.22	
					Стация
					Лист
					Листов
					П
					5
План напорного нефтепровода (ПК+ПК15). М 1:2000.					
ООО «Инженерное Бюро «АНКОР»					
Формат А					

Линия совмещения с листом 5



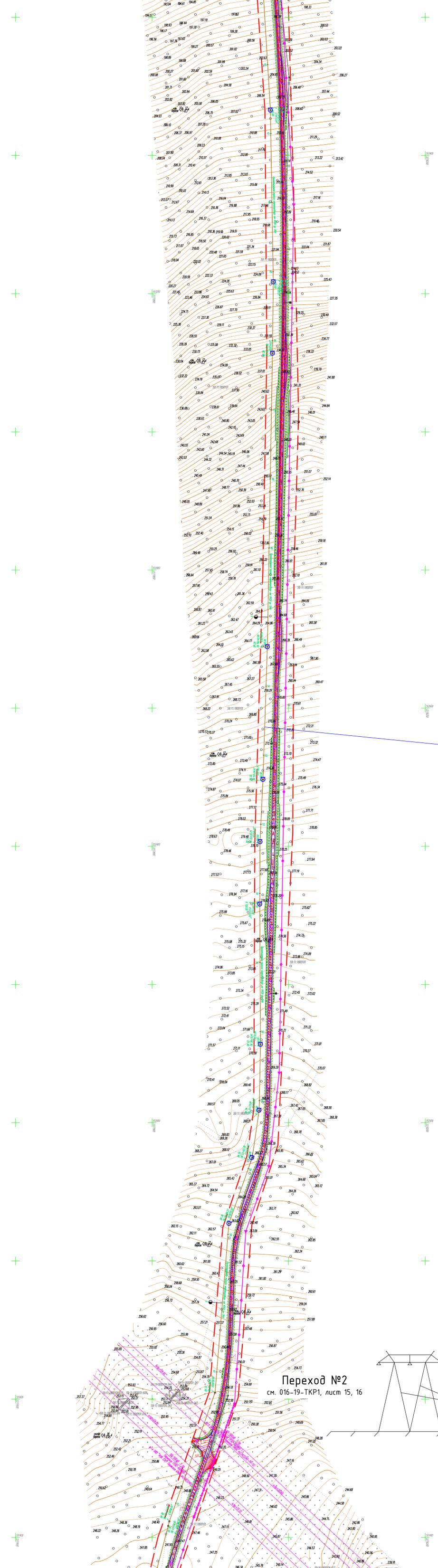
Переход №1
см. 016-19-ТКР1, лист 13, 14

Схема совмещения листов

лист 5
лист 6
лист 7
лист 8
лист 9
лист 10

016-19-ТКР1					
Обустройство Борковского нефтяного месторождения					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Экспр.	Провер.			02.22
				Станд.	Лист
				П	6
Н. контр.	Монтаж.	Монтаж.			02.22
ГИП	Миньков	Миньков			02.22
План напорного нефтепровода ПК15-ПК40, М 1:2000.					ООО «Инженерное Бюро «АНКОР»

Специально
Лист № 15
Возм. шифр № 15



Напорный трубопровод
Ø159x6 мм

Переход №2
см. 016-19-ТКР1, лист 15, 16

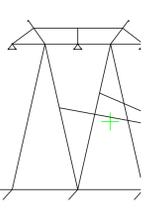


Схема сообщения листов

лист 5
лист 6
лист 7
лист 8
лист 9
лист 10

016-19-ТКР1			
Обустройство Борковского нефтяного месторождения			
Изм.	Кол-во	Лист № док.	Подп.
Разраб.	Экзирова	02.22	
Н. контр.	Миньбаев	02.22	
ГИП	Миньбаев	02.22	
План напорного нефтепровода ПК40-ПК65. М 1:2000.			ООО «Инженерное Бюро «АНКОР»

Составлено
Проверено
Введен в печать
Лист № 76 из 76

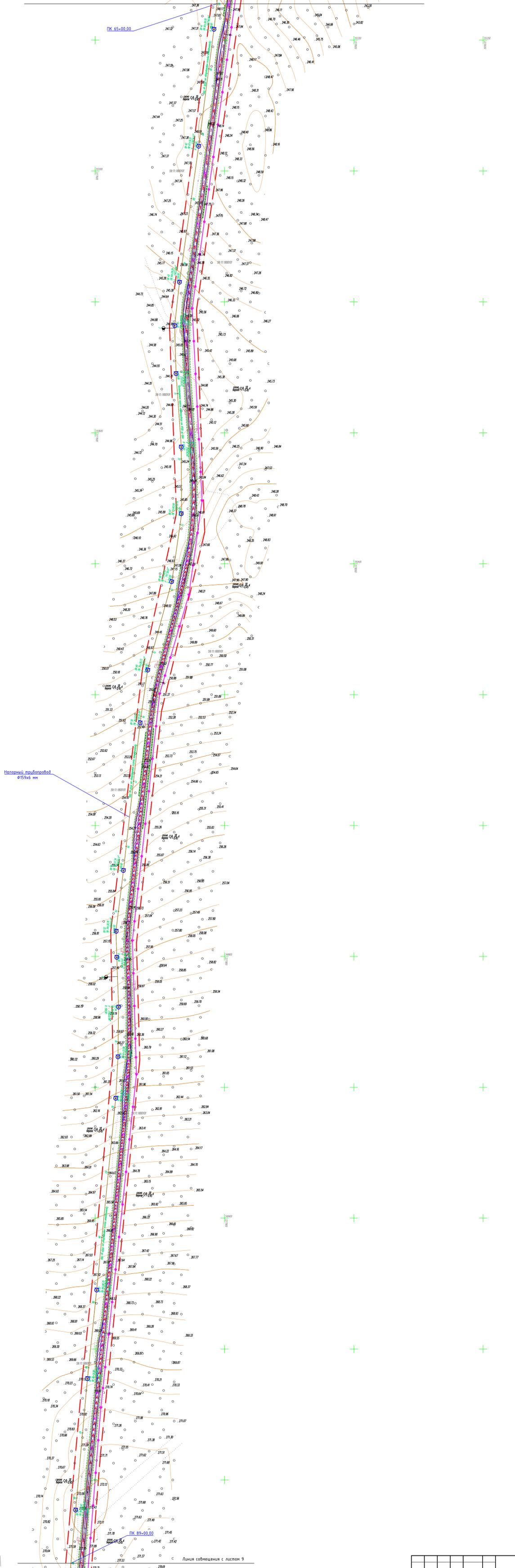


Схема совмещения листов

лист 5
лист 6
лист 7
лист 8
лист 9
лист 10

Составлено
Изд. № 001
Лист № 8
Всего листов 10
ЛК-19-ТКР1

016-19-ТКР1					
Объект: Боржомское нефтяное месторождение					
Изм.	Кол-во	Лист № док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Экз.			02.22	
Н. контр.	М.И.И.			02.22	
ГИП	М.И.И.			02.22	
				Лист	Листов
				П	8
				План напорного нефтепровода ПК65-ПК89, М 1:2000.	
				ООО «Инженерное Бюро «АНКОР»	

Линия совмещения с листом 8

ПК 89+00.00

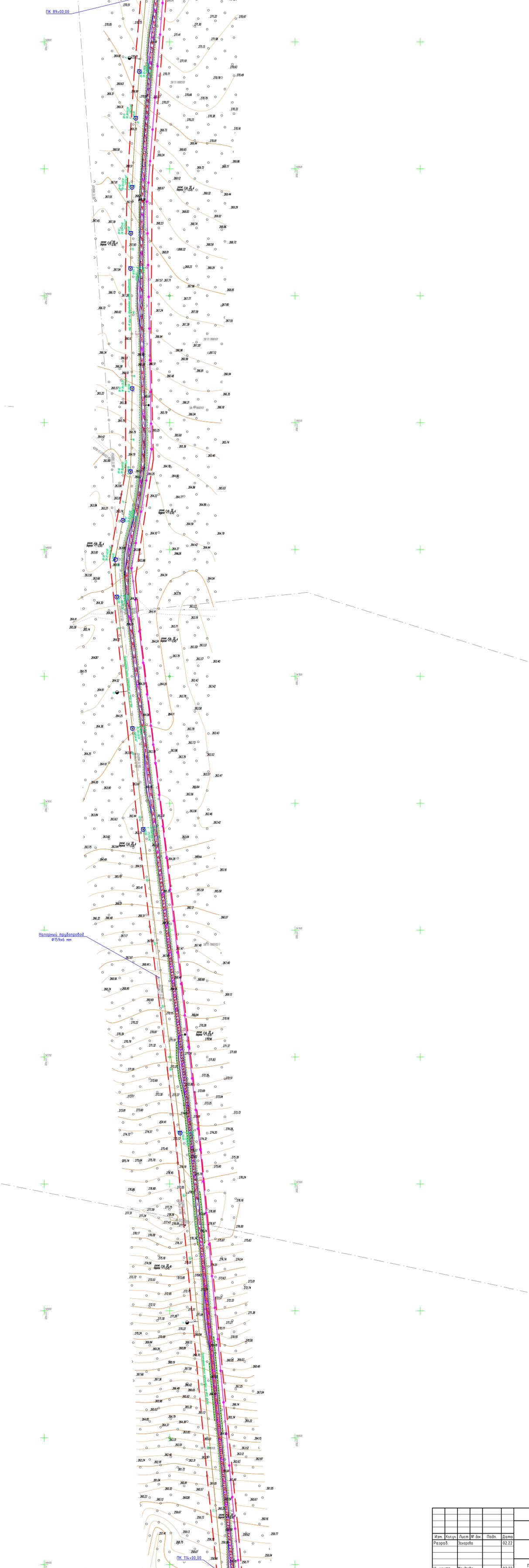


Схема совмещения листов

лист 5
лист 6
лист 7
лист 8
лист 9
лист 10

Составлено
Проверено
Введен в печать
Лист № 9 из 10

016-19-ТКР1					
Обустройство Борковского нефтяного месторождения					
Изм.	Кол-во	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Экзирова				02.22
Н. контр.	Майорова				02.22
ГИП	Мичкаров				02.22
План напорного нефтепровода ПК89-ПК114. М 1:2000.				Стадия	Лист
				П	9
				ООО «Инженерное Бюро «АНКОР»	

ПК 114+00,00

Напорный трубопровод
φ159х6 мм

Переход №3
см. 016-19-ТКР1, лист 17, 18

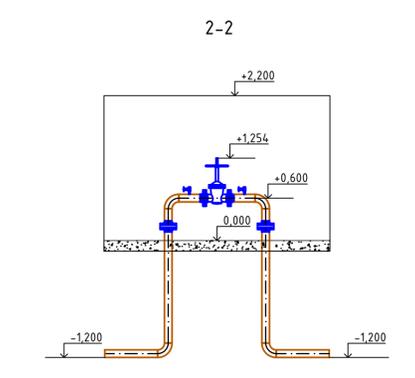
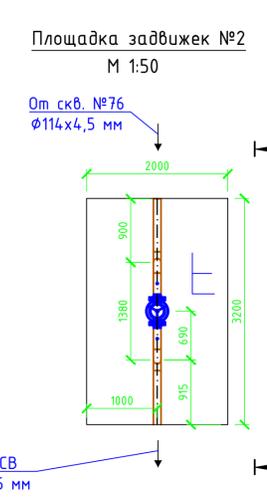
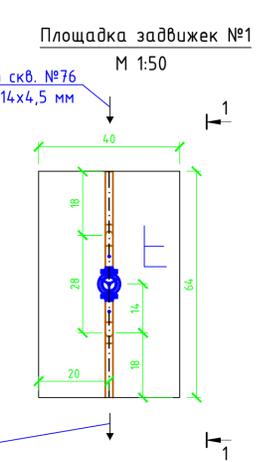
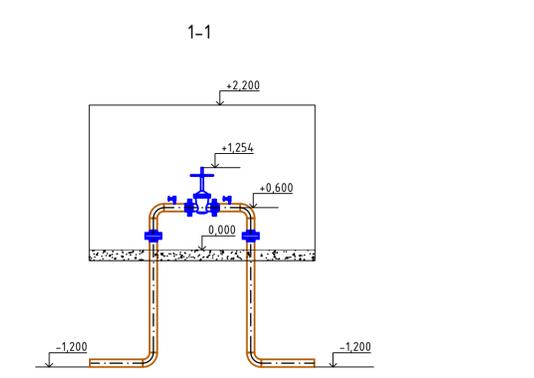
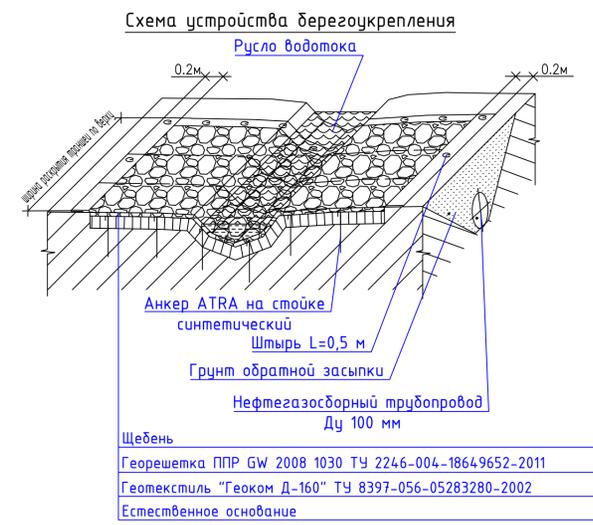
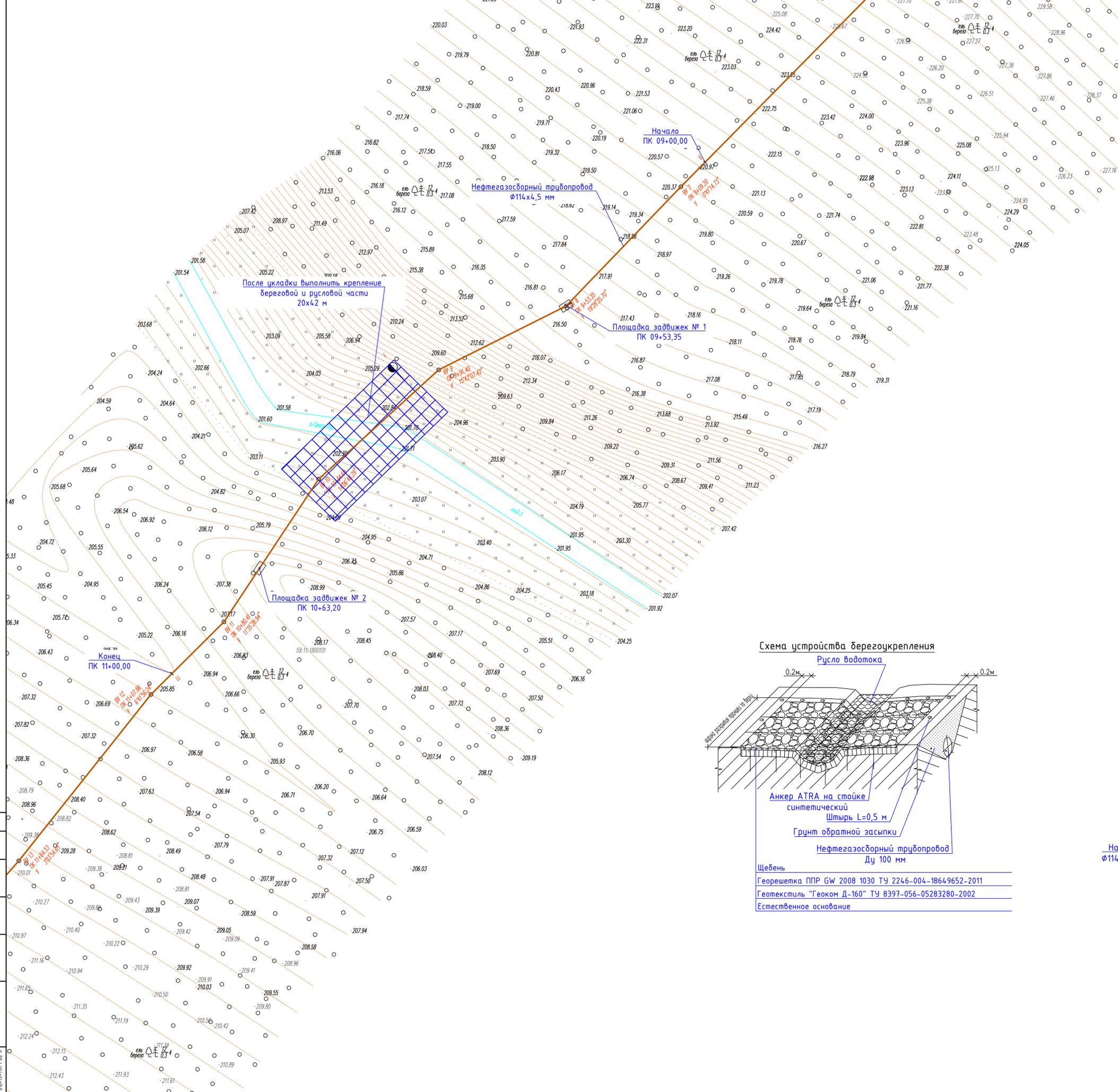
Конiec напорного нефтепровода от ЧПСВ до ПНН
ПК 132+88,91

Площадка ПНН

Схема совмещения листов

лист 3
лист 4
лист 5
лист 6
лист 7
лист 8

016-19-ТКР1						
Обустройство Боркмоского нефтяного месторождения						
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Захарова				02.22	
Н. контр.	Мандрова				02.22	
ГИП	Минкаширов				02.22	
План напорного нефтепровода ПК114+ПК 132+88,91. М 1:2000.				Стация	Лист	Листов
				П	10	
				ООО «Инженерное Бюро «АНКОР»		



016-19-ТКР1				
Обустройство Боркнесского нефтяного месторождения				
Изм.	Кол-во	Лист	№ док.	Подп.
Разраб.	Захарова			02.22
Переход №1. Укрупненный план перехода трубопровода от скв. №76 до УПСВ через р. Сухой Лог (ПК9-ПК11).				
Н. контр.	Майорова			02.22
ГИП	Михайлов			02.22
Стадия			Лист	Листов
П			11	
ООО «Инженерное Бюро «АНКОР»				

Условные обозначения:

- р/о/в Почвенно-растительный слой
- е/р/2 Глина пермская полутвердая легкая пылеватая, коричневая, ненабухающая, непросадочная, медленной скорости размокания, незасоленная, среднетучинистая, участками с прослоями до 0,1-0,2 м песчанника тонкозернистого, известняка прочного
- е/р/2 Песчаник тонкозернистый на глинистом цементе коричневый, водонесный, низкой прочности, силикавитерный, размычаемый участками с прослоями 0,1-0,2 м глины, известняка трещиноватого серого

пункт строительной классификации грунтов по трудности разработки в соответствии с ГЭСН 2001-01-2017 прилож. 1-1 с

с/к/в/д №40

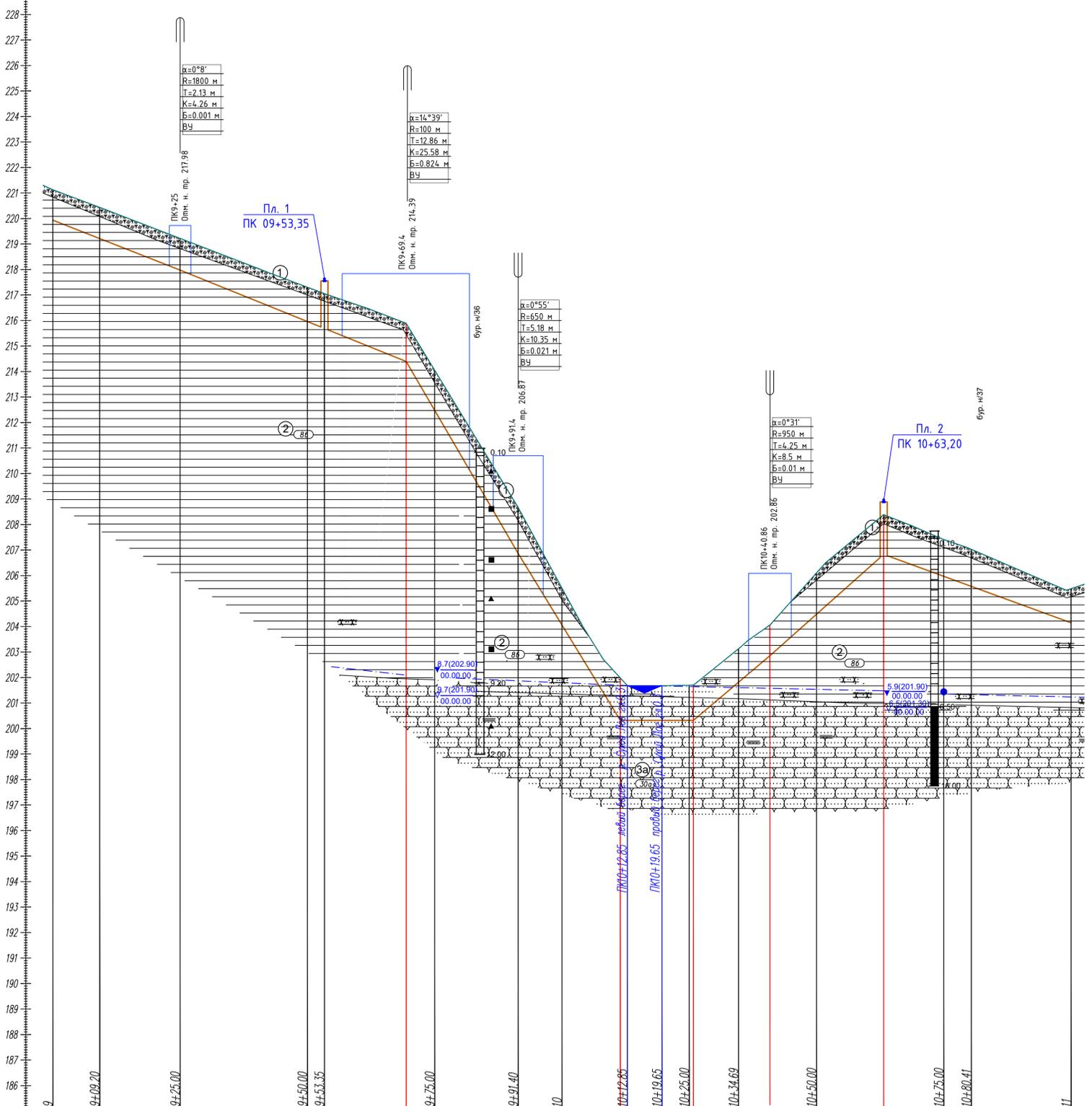
скважина

- 150 глубина подошвы ИГЭ (слоя)
- место отбора образца грунта с ненарушенной структурой
- ▲ место отбора образца грунта с нарушенной структурой
- место отбора пробы воды
- ▲ глубина (абсолютная отметка установившегося уровня грунтовых вод), м
- ▲ дата отбора
- ▲ глубина (абсолютная отметка появившегося уровня грунтовых вод), м
- ▲ дата отбора
- ▲ глубина задола скважины
- граница между ИГЭ установленная
- - - граница установившегося уровня грунтовых вод

3 инженерно-геологический элемент
Консистенция и коэффициент водонасыщения

Глинистые	Песчаные
твердые	водонесные
полутвердые	

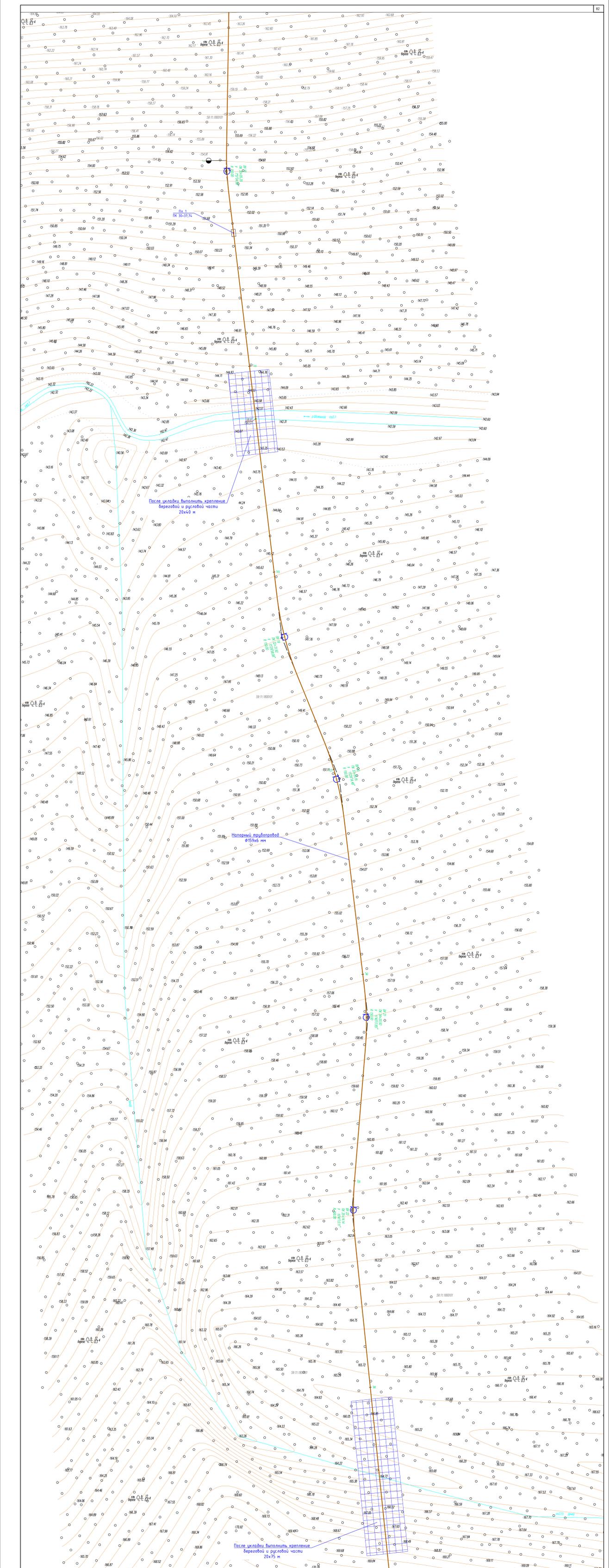
Прослой: песчанника известняка , глины



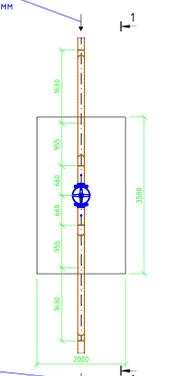
М 1:500 - по горизонтали
М 1:100 - по вертикали
Условный горизонт 185.00

Длина, м	Уклон, %																				
Пучинистость	среднепучинистый																				
Способ разработки грунта	механизированный																				
Обозначение трубы, материал, ГОСТ	Труба НП Т114х4,5 ГОСТ 10704-91/В-20 ГОСТ 10705-80 по ТУ НП-ПВД-2У-2006																				
Удельное сопротивление грунта, Ом/м	19																				
Коррозийность грунта	II																				
Тип изоляции и протяженность, м	усиленная, L=200 м																				
Тип покрытия и протяженность, м	двухслойное полиэтиленовое усиленного типа (НП-ПВД-2У)																				
Контроль сварных стыков, %	100 %																				
Категория трубопровода	II																				
Расстояния, м	200																				
Глубина заложения трубы, м	219.93	219.21	217.98	215.94	215.68	214.35	212.48	206.81	204.04	200.34	200.34	200.34	200.34	201.82	202.86	204.48	206.83	205.91	205.51	204.15	
Планировочные или черные отметки земли, м	-221.13	-220.44	-219.22	-217.30	-217.05	-214.05	-208.67	-205.51	-201.76	-201.68	-201.70	-203.13	-206.10	-207.41	-207.03	-205.48					
Отметки дна траншеи, м	1.2	1.22	1.24	1.35	1.36	1.5	1.57	1.8	1.44	1.56	1.36	1.38	1.31	1.2	1.62	1.56	1.44	1.45	1.34		
Расстояния, м	9.20	15.80	25.00	3.35	21.65	16.40	8.60	12.85	6.80	5.35	9.69	15.31	25.00	5.41	19.59						
Пикеты	9	9	44	53	38	10	43	58	46	88	11										
План линии	A= 223'57'			A= 243'26'			A= 227'43'			A= 213'37'			A= 225'12'								
Километр																					

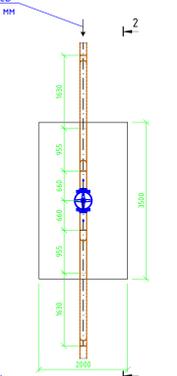
016-19-ТКР1									
Обустройство Боркнесского нефтяного месторождения									
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подл.	Дата	Стадия	Лист	Листов	
Разраб.	Захарова				02.22		12		
Н. контр.	Майорова				02.22	Переход №1. Усиленный профиль перехода трубопровода от скв. №76 до УПСВ через р. Сухой Лог (ПК9-ПК11).			ООО «Инженерное Бюро «АНКОР»
ГИП	Михайлов				02.22				Формат А1



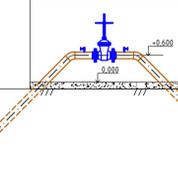
Площадка задышек №1 (ПК 30) М 1:50



Площадка задышек №2 (ПК 37) М 1:50



1-1



2-2

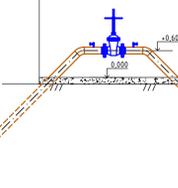
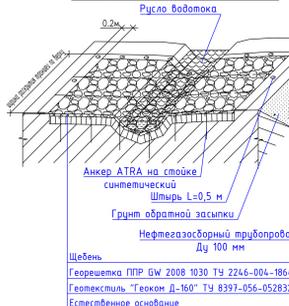
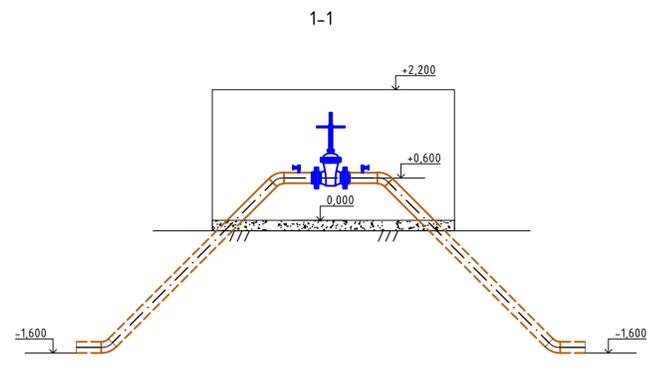
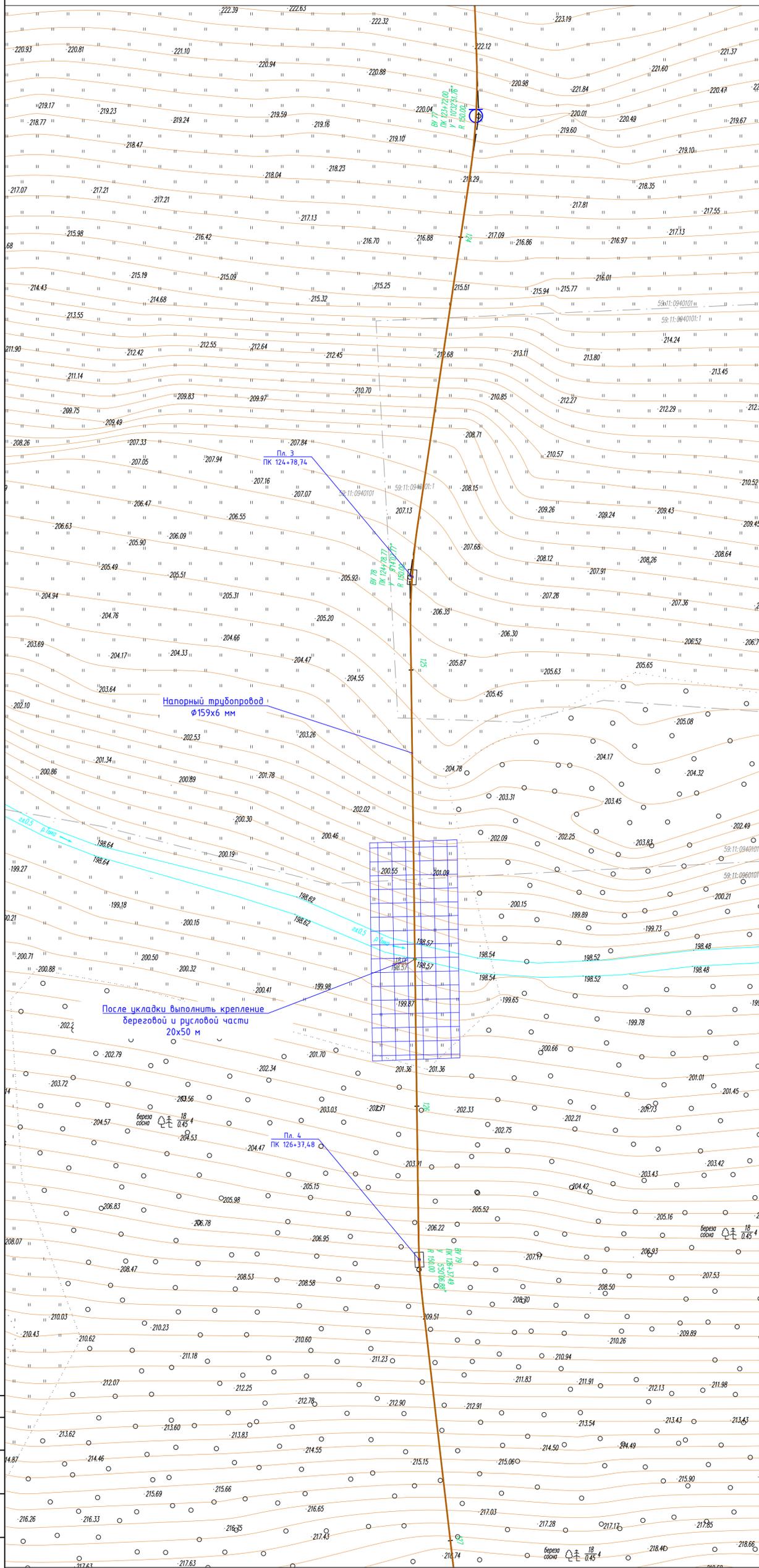


Схема устройства берегоукрепления

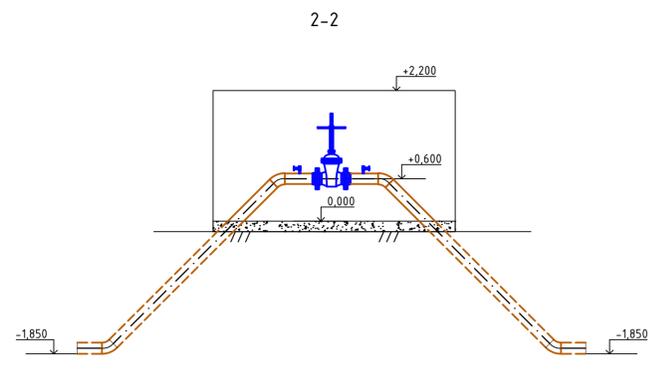
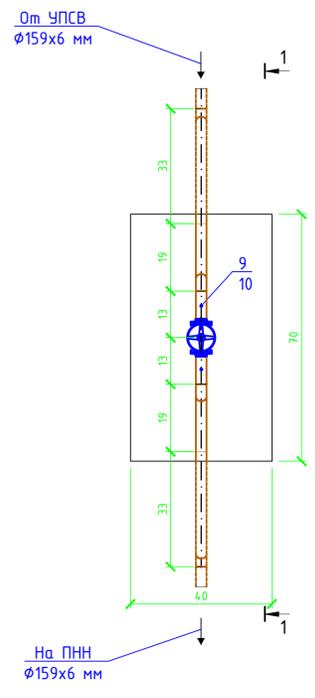


016-19-ТКР1				
Объект: Строительство нефтепровода				
№ п/п	Имя	Фамилия	Подп.	Дата
1	Иванов	Иван	Иванов	02.22
2	Петров	Петр	Петров	02.22
3	Сидоров	Сидор	Сидоров	02.22
4	Смирнов	Смирнов	Смирнов	02.22

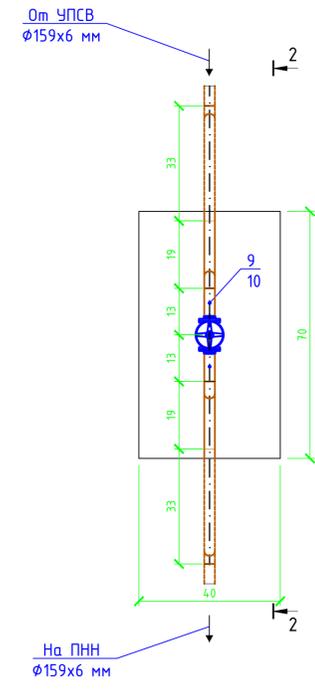
Имя Фамилия Подп. Дата
Иванов Иван Иванович 02.22



Площадка задвижек №3 (ПК 124+78,74)
М 1:50



Площадка задвижек №4 (ПК 126+37,48)
М 1:50



Изм. №	Дата	Взам. инв. №
016-19-ТКР1 86.4		
Полн. и дата	Взам. инв. №	

				016-19-ТКР1		
				Обустройство Боржомского нефтяного месторождения		
Изм.	Колуч.	Лист № док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист
Разраб.	Захарова			02.22	П	17
Н. контр.	Мендрова			02.22	Переход №3. Укрупненный план перехода трубопровода от УПСВ до ПНН через р. Тыка (ПК123+50-ПК127). М1:500	
ГИП	Минкауров			02.22	ООО «Инженерное Бюро «АНКОР»	

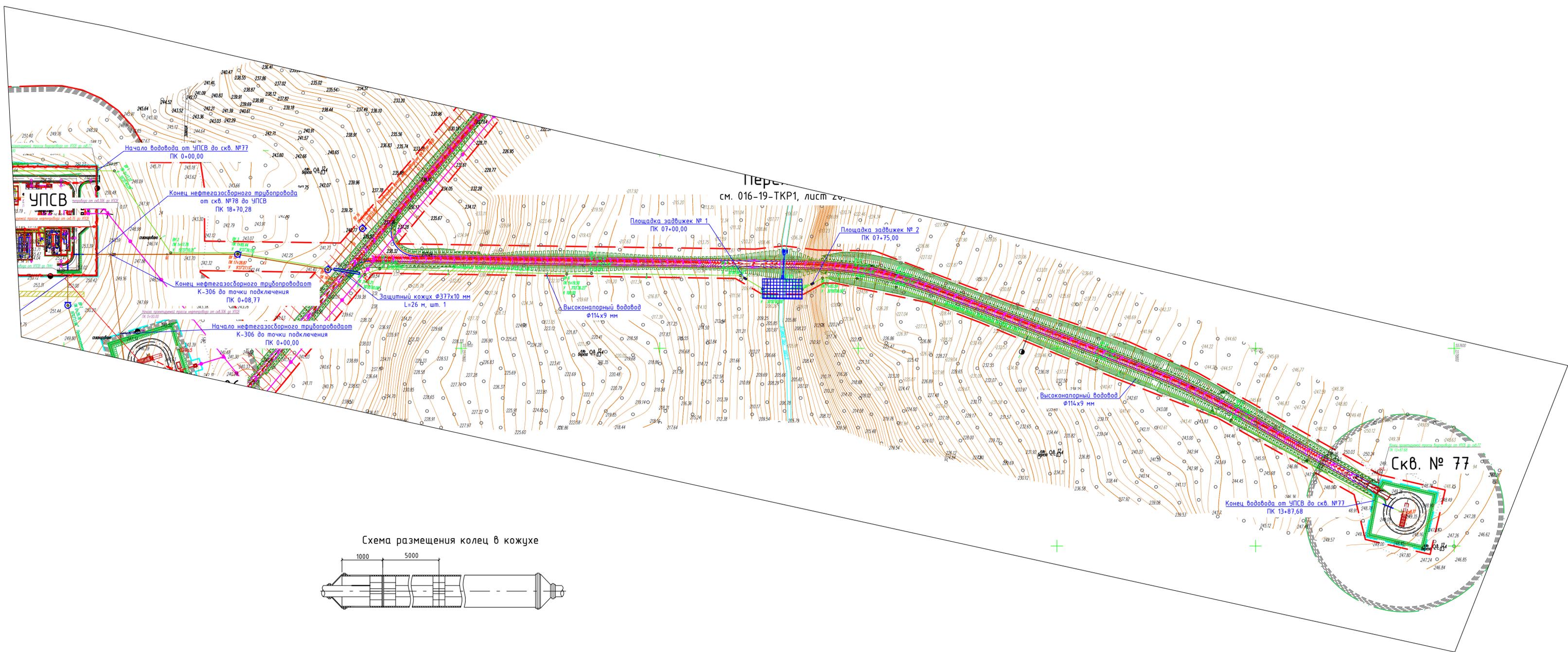
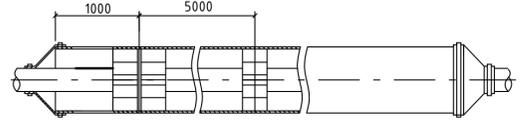
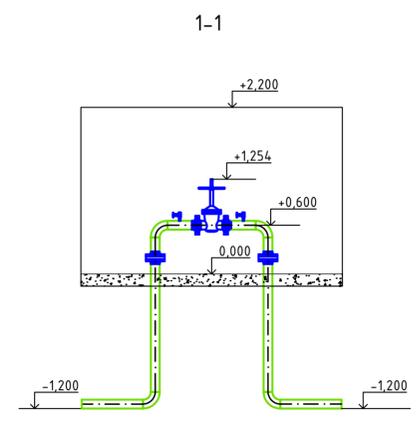
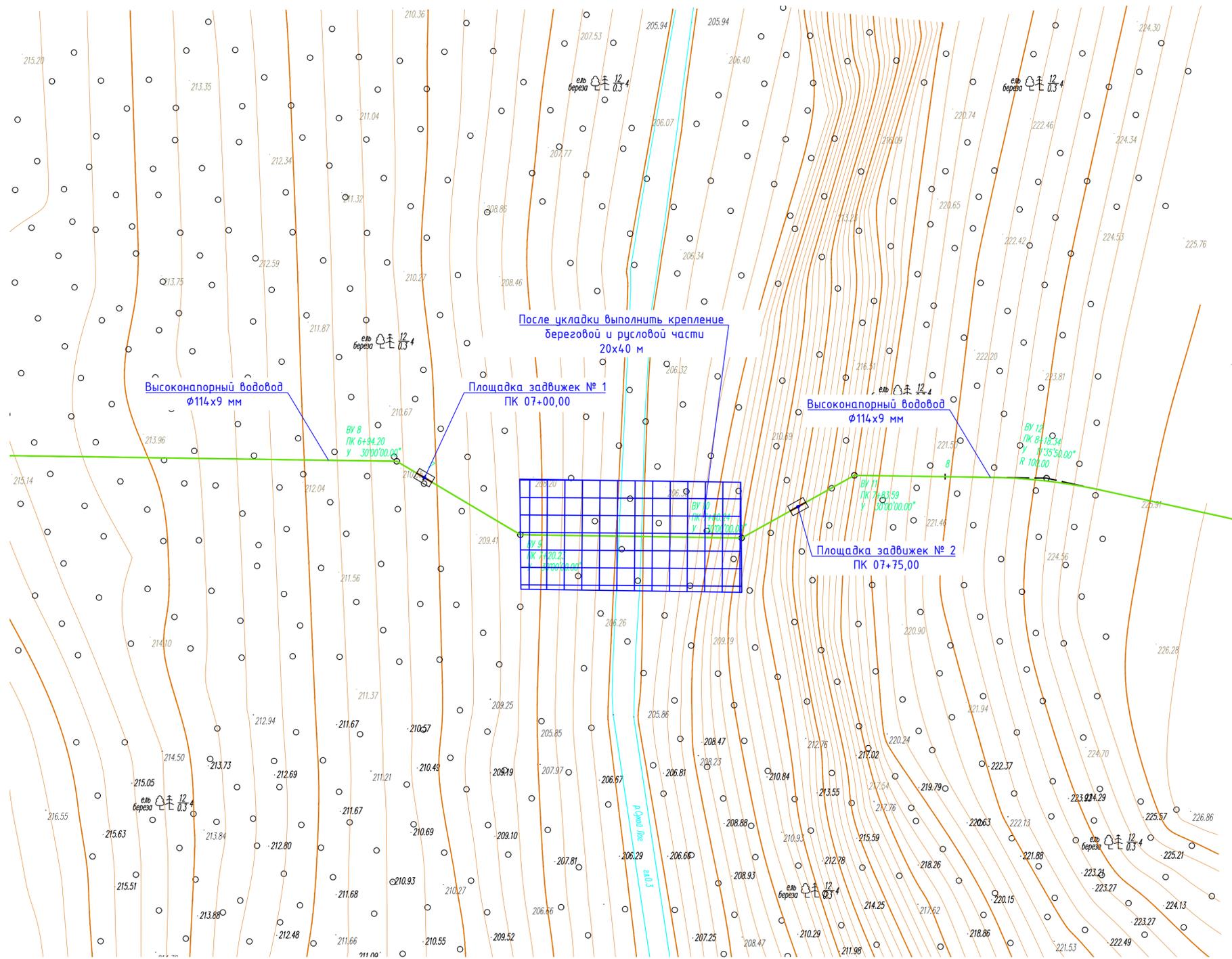


Схема размещения колец в кожухе

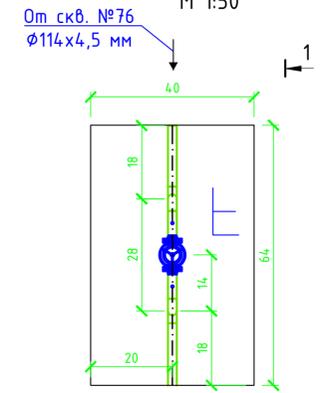


Создано
Изм. № подл.
016-19-ТКР1 08 л
Полн. и дата
Взам. инв. №

016-19-ТКР1						
Обустройство Боркмоского нефтяного месторождения						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Захарова				02.22	
Н. контр.	Мандрова				02.22	
ГИП	Михайлов				02.22	
План высоконапорного водовода ПК0+ПК 13+87,68. М 1:2000.				Ставия	Лист	Листов
				П	19	
				ООО «Инженерное Бюро «АНКОР»		

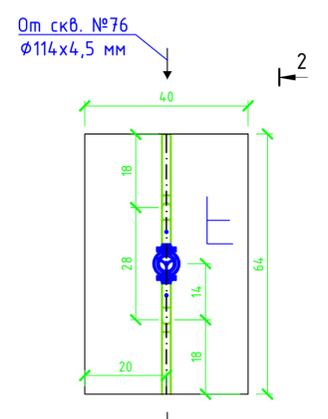


Площадка задвижек №1 М 1:50

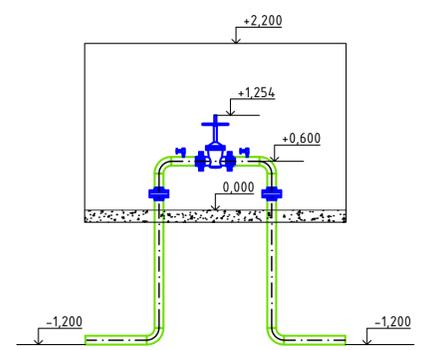


Площадка задвижек №1 М 1:50

Площадка задвижек №2 М 1:50



Площадка задвижек №2 М 1:50



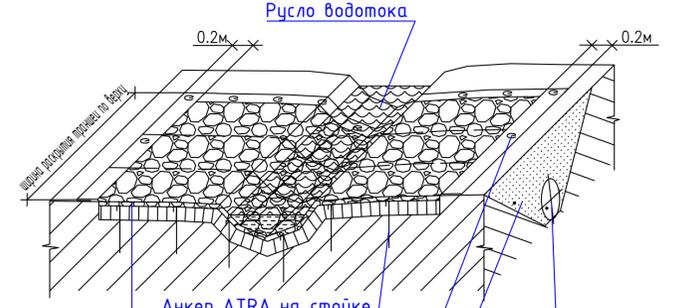
Площадка задвижек №1 М 1:50

От скв. №76 Ø114x4,5 мм

На УПСВ Ø114x4,5 мм

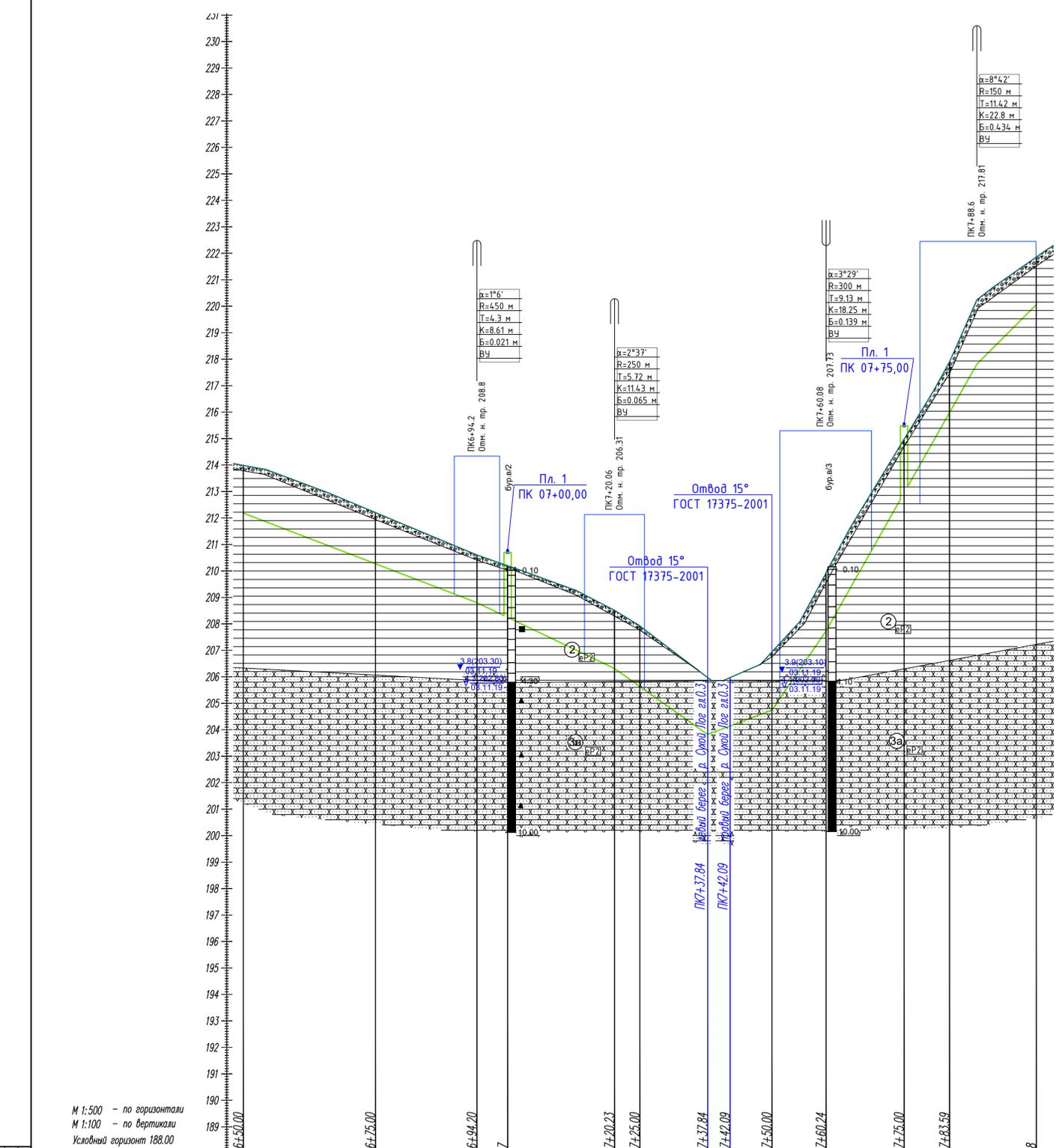
На УПСВ Ø114x4,5 мм

Схема устройства берегоукрепления



Щебень
 Георешетка ППР GW 2008 1030 ТУ 2246-004-18649652-2011
 Геотекстиль "Геоком Д-160" ТУ 8397-056-05283280-2002
 Естественное основание

016-19-ТКР1						
Обустройство Боркмоского нефтяного месторождения						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Захарова				02.22	
Н. контр.	Мандрова				02.22	
ГИП	Михайров				02.22	
Переход №1. Укрупненный план перехода высоконапорного водовода от УПСВ до скв.№77 через р. Сухой Лоз. (ПК6+50;ПК8) М1:500				Ставия	Лист	Листов
				П	20	
				ООО «Инженерное Бюро «АНКОР»		



М 1:500 - по горизонтали М 1:100 - по вертикали Условный горизонт 188.00	Уклон, %	44.2	0.077	26.03	0.096	17.61	0.141	0.076	12.16	0.292	10.24	0.353	28.52	0.2	11.23							
Длина, м	Пучинистость	механизированный																				
Способ разработки грунта	Обозначение трубы, материал, ГОСТ	Труба НП Т116х9 ГОСТ 10704-91/В-20 ГОСТ 10705-80 по ТУ НП-ПВД-24-2006																				
Удельное сопротивление грунта, Ом/м	Коррозийность грунта	усиленная, L=150 м																				
Тип изоляции и протяженность, м	Тип покрытия и протяженность, м	двухслойное полиэтиленовое усиленного типа (НП-ПВД-24)																				
Контроль сварных стыков, %	Категория трубопровода	100 %																				
Расстояния, м	Глубина заложения трубы, м	212.99	212.20	210.27	208.60	208.8	210.20	208.25	208.51	206.31	205.64	205.97	203.84	204.14	206.94	204.74	209.93	207.73	212.95	215.98	217.81	220.06
Планировочные или черные отметки земли, м	Отметки dna траншеи, м	1.8	1.93	1.8	1.95	2.2	2.29	2.15	1.83	2.2	2.2	2.2	2.03	1.92	2.43	1.8						
Расстояния, м	Пикеты	25.00	19.20	5.80	20.23	4.77	12.84	4.25	7.91	10.24	14.76	8.59	16.41									
План линии	Километраж	A= 120'51"				A= 90'51"				A= 60'51"				A= 90'51"								

016-19-ТКР1					
Обустройство Боркнесского нефтяного месторождения					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Захарова				02.22
			Стадия	Лист	Листов
			П	21	
Н. контр. Майорова ГИП Майкаиров					02.22 02.22
Переход №1. Крупный профиль перехода высоконапорного водовода от УПСВ до скв. №77 через р. Сухой Лог (ПК6+50-ПК8).					ООО «Инженерное Бюро «АНКОР»