



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 122 от 04.03.2019 г

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

**«СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕКОНСТРУКЦИЯ НЕФТЕСБОРНЫХ  
КОЛЛЕКТОРОВ ВОСТОЧНО-ЛАМБЕЙШОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.  
НЕФТЕСБОРНЫЙ КОЛЛЕКТОР ОТ Т.ВР. К. №4, 65 ДО УПН  
ВОСТОЧНЫЙ ЛАМБЕЙШОР»**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Книга 1 «Решения по трубопроводам»**

**27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1**

**Том 3.1**

Заместитель директора –  
Главный инженер  
Главный инженер проекта

О.С. Соболева  
К.В. Худяев

2023

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

## Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.С	Содержание тома 3.1	1 Лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	67 Лист
	Решения по трубопроводам. Текстовая часть	
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г1	Ведомость документов графической части	1 Листов
	Общее количество листов документов, включенных в том 3.1	105 Листов

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Миронов			11.23
Проверил		Новоселова			11.23
Н.контр.		Салдаева			11.23

### 27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.С

Содержание тома 3.1

Стадия	Лист	Листов
П	1	1

ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»

## Содержание

<b>1</b>	<b>Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство, реконструкция, капитальный ремонт линейного объекта.....</b>	<b>3</b>
1.1	Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта	5
1.2	Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта .	7
1.3	Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта.....	8
<b>2</b>	<b>Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.) .....</b>	<b>21</b>
<b>3</b>	<b>Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта .....</b>	<b>22</b>
<b>4</b>	<b>Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта ..</b>	<b>24</b>
<b>5</b>	<b>Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта .....</b>	<b>27</b>
<b>6</b>	<b>Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе возможность автоматического регулирования таких оборудования и устройств), обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов.....</b>	<b>28</b>
6.1	Решения по нефтегазопроводу .....	29
6.2	Общие сведения .....	33
6.3	Проектные решения в условиях отступления от требований нормативно-технической документации.....	33
6.4	Результаты расчётов .....	36
6.4.1	Результат расчёта промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость.....	36

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		Стадия	Лист	Листов
						Решения по трубопроводам	П	1	68
Разраб.		Миклина			11.23		ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		
Проверил		Новоселова			11.23				
Н.контр.		Салдаева			11.23				

6.4.2	Результат расчёта устойчивости участков проектируемых трубопроводов против всплытия.....	37
6.5	Решения по электроснабжению .....	38
6.5.1	Общие сведения .....	38
6.5.2	Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности. ....	39
6.5.3	Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите объектов производственного назначения.....	40
6.6	Решения по защите трубопровода от коррозии .....	41
7	<b>Перечень мероприятий по энергосбережению.....</b>	<b>43</b>
8	<b>Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта</b>	<b>44</b>
9	<b>Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащённость рабочих мест .....</b>	<b>46</b>
10	<b>Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта .....</b>	<b>47</b>
11	<b>Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта .....</b>	<b>51</b>
11.1	Объём контроля и автоматизации.....	51
11.2	Телемеханизация нефтесборного коллектора.....	55
11.3	Технические средства автоматизации .....	59
12	<b>Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности» .....</b>	<b>61</b>
13	<b>Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях.....</b>	<b>64</b>
	<b>Библиография .....</b>	<b>65</b>

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т

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

Настоящая проектная документация разработана на основании задания на проектирование объекта «Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения», утвержденного Первым заместителем генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Д.А. Баталовым.

В настоящем томе предусматривается строительство трубопроводов от кустов до УПН «Восточный-Ламбейшор». Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
				Класс	Категория по назначению	
Нефтесборный коллектор от т.вр. к.№4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор»	Н	426x10	3571	II	II	4,0
		530x11	4027			

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

- Первый этап строительства. Демонтаж существующего нефтесборного коллектора «НСК от к. №1 до т.вр.» (2 нитка);
- Второй этап строительства. Строительство нефтесборного коллектора «НСК от к. №№4, 65 до УПН «Восточный Ламбейшор».

В данном проекте представлены проектные работы по второму этапу строительства.

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

Ближайший населенный пункт – вахтовый поселок Верхнеколвинск, расположен в 32 км к юго-востоку от участка строительства.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
							3

Административный центр – г. Усинск находится в 101 км к юго-востоку от территории строительства. Город Усинск – центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. Проезд к участку строительства возможен по железной дороге Москва-Печора-Усинск до станции Усинск, далее – по автомобильной дороге круглогодичного действия Усинск – Харьяга, далее по профилированной грунтовой автомобильной дороге круглогодичного действия, построенной для обустройства Восточно-Ламбейшорского месторождения.

Участок работ расположен в пределах Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Территория строительства располагается в лесотундровой природной зоне, для которой характерно сочетание тундровой и лесной растительности.

Район строительства имеет развитую гидрографическую сеть, относящуюся к бассейнам рек Лая и Колва. Проектируемые трассы пересекает р. Лысутейвис.

Согласно СП 131.13330.2020 по карте климатического районирования для строительства участок относится к строительному климатическому подрайон I Г.

Средняя годовая температура воздуха за многолетний период составляет минус 3,9°C. Средняя месячная температура изменяется от минус 19,7°C в январе до 14,1°C в июле. Средние месячные температуры с отрицательными значениями охватывают период с октября по апрель. Абсолютный максимум температур наблюдается в июле, абсолютный минимум – в январе. Средняя продолжительность безморозного периода составляет 57 дней.

Наибольшее среднемесячное значение относительной влажности воздуха наблюдается в октябре-ноябре, наименьшее – в июне. Средняя годовая влажность воздуха за многолетний период составляет 79 %.

Среднее за многолетний период годовое количество осадков составляет 470 мм. В теплый период года выпадает в среднем 322 мм осадков, в холодный период – 148 мм.

Наибольшее количество осадков выпадает в августе, наименьшее – в феврале. Осадки в виде дождя выпадают в период с марта по ноябрь, в виде снега и града – в период с сентября по июнь; выпадение смешанных осадков возможно в период с сентября по июль.

Образование устойчивого снежного покрова приходится на конец октября. Средняя высота снежного покрова составляет 52 см. Разрушение снежного покрова начинается в начале мая. На высоту снежного покрова значительное влияние оказывает рельеф и микрорельеф местности, направление ветра и растительность.

Преобладающее направление ветра за сентябрь - март в районе южное, за июль - август – северное. Средняя скорость ветра – 3,3 м/с.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист 4

Для климатической характеристики условий района работ использовались данные метеорологической станции Мишвань.

Согласно СП 50.13330.2012 район работ по карте зон влажности относится к зоне 2 (нормальная).

Районирование территории согласно СП 20.13330.2016:

- по весу снегового покрова (карта 1) – V;
- по давлению ветра (карта 2) – III;
- по толщине стенки гололеда (карта 3) – III.

Нормативная глубина сезонного промерзания:

- для техногенного грунта (песок пылеватый) – 2,43 м;
- для торфа – 0,60 м;
- для песков – 2,43 м;
- для суглинков и глин – 2,00 м.

### 1.1 Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта

В тектоническом отношении исследуемый район находится в пределах Лайского вала (Ж2-3) – структуры II порядка, входящей в состав Денисовского прогиба (Ж2) Печоро-Колвинского авлакогена.

В геологическом строении проектируемых трасс принимают участие:

Современные техногенные отложения (tIV) – песок мелкий, прослоями средней крупности с единичными включениями гравия и суглинок тяжелый пылеватый, тугопластичный.

Современные биогенные отложения (bIV) – торф сильно-, среднеразложившийся, водонасыщенный.

Аллювиомариний, лимноаллювий (пятый региональный террасовидный уровень с абс. отм. 110-120 м, редко 90-100 м) сэбысьской толщи, среднего звена неоплейстоценового раздела четвертичной системы (am,laIIsb) – суглинки мягко-, тугопластичные, с пятнами ожелезнения, с единичным включением гравия, пески пылеватые, средней плотности, водонасыщенные, пески мелкие, плотные, водонасыщенные.

Ледово-морские отложения (с фациями морскими и аллювиально морскими) роговской серии нижнего звена эоплейстоценового раздела четвертичной системы (gmE1rg) – глины и суглинки тугопластичные, суглинки полутвердые, с единичным включением гравия.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

Почвенно-растительный слой (ПРС) в отдельный ИГЭ не выделялся. Мощность грунта растительного слоя (мха) 0,1-0,3 м.

В пределах рассматриваемого участка выделено 9 ИГЭ .

*Современные техногенные отложения (tQIV)*

ИГЭ-1 – техногенный грунт, представлен песком коричневым мелким, средней плотности, единичные включения гравия и гальки.

*Современные биогенные отложения (bIV)*

ИГЭ-2 – торф бурый и черный, слабо- и сильноразложившийся, маловлажный и водонасыщенный.

*Объединенные аллювиально-морские и ледово-морские отложения (amIII+gmII)*

ИГЭ-3а – песок коричневатого-серый и серый, пылеватый, средней плотности, насыщенный водой.

ИГЭ-3б – песок светло-коричневый и серый, мелкий, средней плотности, влажный и насыщенный водой, с единичными включениями гравия.

ИГЭ-5б – суглинок коричневый и серый, мягкопластичный, тяжелый и легкий, пылеватый и песчаный, с пятнами ожелезнения, с единичным включением гравия.

ИГЭ-5в – суглинок коричневый, серый, темно-серый, тугопластичный, тяжелый и легкий, пылеватый и песчаный, с прослоями песка пылеватого и мелкого, с включением гравия до 3-5%, с прослоями глины тугопластичной.

ИГЭ-5г – суглинок коричневый, серый, темно-серый, полутвердый, тяжелый и легкий, песчаный и пылеватый, с прослоями глины полутвердой, легкой, пылеватой, с прослоями песка пылеватого.

ИГЭ-6в – глина коричневая, серая, темно-серая, тугопластичная, легкая, пылеватая, с прослоями песка пылеватого и мелкого, с включениями гравия и гальки 5 %.

ИГЭ-6г – глина коричневая, серая, темно-серая, полутвердая, легкая, пылеватая, с прослоями песка пылеватого и мелкого, с включениями гравия и гальки 5 %.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т



## 1.2 Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта

По гидрологическому районированию севера Европейской части России район проектирования относится к Сандивейскому гидрологическому району Вомлесью-Нижнесойменского округа Полярно-Печорской (тундровой) подобласти Печорской области Русской равнины.

Вомлесью-Нижнесойменский округ - пологоволнистая и плоская, реже холмистая равнина, сложенная преимущественно моренными суглинками. Длительномерзлые породы имеют островное распространение и характеризуются небольшой мощностью (до нескольких метров) и слабой льдонасыщенностью. Отсутствие сплошной мерзлоты, по-видимому, определило несколько повышенное грунтовое питание рек, бассейны которых сложены рыхлыми песчаными отложениями.

Гидрографическая сеть представлена небольшими местными речками, впадающими в транзитные водотоки, остаточными озерами, преимущественно ледникового происхождения, редкими термокарстовыми озерами и болотами плоско- и крупнобугристого типов, с длительномерзлой торфяной залежью и сильно обводненными небольшими болотами типа сточных понижений. Последние приурочены к узким, длинным ложбинам стока на пологих склонах увалов и межувальным понижениям. Средняя заболоченность территории 4%. Большая часть рек берет начало из болот. Густота речной сети 0,56 км/км<sup>2</sup>, долины рек широкие, неглубоко врезанные, русла рек местами порожистые, что объясняется большим скоплением валунов в руслах рек, протекающих в пределах сильно завалуненных моренных суглинков.

Средний многолетний сток рек составляет 340 мм, в том числе весенний сток – 72%, летне-осенний – 24,6% и зимний – 3,4% годового стока. Водный баланс территории можно охарактеризовать следующими данными: средняя многолетняя годовая сумма осадков составляет 590 мм, испарение, рассчитанное по тепловому балансу – 250 мм. Средний годовой сток, приведенный к многолетнему периоду, составляет 340 мм, в том числе поверхностный сток – 290 мм и грунтовый – 50 мм. Валовое увлажнение территории – 300 мм. Максимальный сток малых водотоков – до 962 л/с×км<sup>2</sup>. Продолжительность ледостава на реках 200-205 дней, малые реки обычно перемерзают.

Сандивейский район развития бесчисленного множества, преимущественно замкнутых остаточных озер, наибольшей площадью до 7,7 км<sup>2</sup>, приуроченных к низменной озерно-ледниковой равнине, и многочисленных термокарстовых озерков, приуроченных чаще к моренным равнинам. Коэффициент озерности 6%. Территория сильно заболочена, преобладают

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т					7
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

бугристые болота. Торфяники занимают 40% площади района. Речная сеть представлена преимущественно транзитными участками рек и небольшими местными притоками. Густота рек 0,31 км/км<sup>2</sup>. Долины рек преимущественно узкие, относительно глубокие (до 20-30 м), склоны долин местами обрывистые. Реки характеризуются, по-видимому, пониженными значениями максимального стока, что стоит в связи с выравненностью рельефа, регулирующим влиянием болот и озер и повышенным грунтовым питанием.

Река Лая является правым притоком р. Печора, впадает на 687 км, имеет протяженность 332 км. Площадь водосбора составляет 9530 км<sup>2</sup>, притоков длиной менее 10 км принимает на своем протяжении 188, их общая длина составляет 505 км. На водосборе реки Лая расположены 1278 озер, их общая площадь в пределах 110 км<sup>2</sup>. Наиболее крупные притоки – р. Хасейю и Юр-Яга. Ложе дна реки в своем большинстве каменистое, галечниковое, лишь в отдельных местах нижнего и среднего течения есть выходы глин и песка. В реке много растительности – осока, ежеголовник, рдест и др. Ширина реки в меженный период: в нижнем течении 45 - 50 м; в среднем 35 - 40 м. В верхнем течении, ширина водотока 5 - 10 метров, ширина поймы составляет 22 м. Глубина реки в межень 0,3 - 0,7 метра, скорость течения 0,3 - 0,5 м/сек.

Трасса нефтесборного коллектора от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор» расположена в пределах ВЗ и ПЗП р. Лысутейвис. Река Лысутейвис пересекается трассой нефтесборного коллектора от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор» на ПК47+46,9.

### 1.3 Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта

Объект строительства расположен на территории, относящейся к строительно-климатическому подрайону ПГ согласно «Схематической карте климатического районирования для строительства», СП 131.13330.2020.

Среднемесячная температура воздуха – минус 19,7°С в январе, среднемесячная температура воздуха – 14,1°С в июле, среднегодовая температура воздуха – минус 3,9°С, относительная влажность воздуха – 82%, средняя скорость ветра – 4,4 м/с.

Подробная климатическая характеристика района проектирования по метеостанциям Мишвань, Усть-Уса представлена в таблицах 2-38.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т					8
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

Таблица 2 – Характеристика ближайших метеостанций

Наименование объекта	Строительно-климатический подрайон	Расстояние от района работ до метеостанции, км	Соответствующие метеостанции	Широта, °	Долгота, °	Высота над уровнем моря, мБС
«Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения»	ІГ	20	Мишвань	66,9	55,8	61
		101	Усть-Уса	65,97	56,92	77
		103	Хорей-Вер	67,4	58	71

Таблица 3 – Среднемесячная и годовая температура воздуха, °С

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Средняя месячная и годовая температура воздуха													
Мишвань	-19,7	-18,7	-12,4	-6,7	0,5	9,0	14,1	10,3	5,4	-2,4	-10,9	-15,4	-3,9
Абсолютный максимум температуры воздуха													
Мишвань	2,8	2,8	7,8	18,1	30,5	33,2	35,0	31,5	25,1	17,4	7,2	2,5	35,0
Средняя максимальная температура воздуха													
Мишвань	-15,4	-14,4	-7,0	-1,5	5,3	14,7	19,9	15,4	9,5	0,2	-7,5	-11,8	0,6
Абсолютный минимум температуры воздуха													
Мишвань	-52,0	-50,8	-49,7	-40,4	-26,4	-7,7	-2,2	-6,3	-12,1	-29,8	-44,2	-51,8	-52,0
Средняя минимальная температура воздуха													
Мишвань	-24,9	-23,7	-17,5	-12,1	-3,6	3,7	7,9	5,6	2,1	-5,5	-15,0	-20,7	-8,6

Таблица 4 – Число дней со среднесуточной температурой воздуха выше (ниже) заданных значений и равной им

Температура, °С	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Мишвань													
-50	0,16	0,05										0,04	0,25
-45	0,86	0,55	0,04									0,37	1,82
-40	3,36	2,30	0,35	0,02							0,22	1,46	7,71

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

-35	6,36	4,64	1,60	0,22						0,93	3,65	17,40
-30	10,14	8,48	3,87	0,93						3,00	6,46	32,88
-25	14,09	11,98	7,49	3,09	0,04					0,33	5,67	52,69
20					0,91	7,31	13,96	5,90	0,57			28,62
25					0,21	2,45	6,22	1,50	0,04			10,44
30					0,02	0,38	1,45	0,10				1,94

Таблица 5 – Дата первого и последнего заморозка и продолжительность безморозного периода

Метеостанция	Дата заморозка						Продолжительность безморозного периода, дни		
	последнего			первого			средняя	наименьшая	наибольшая
	средняя	самая ранняя	самая поздняя	средняя	самая ранняя	самая поздняя			
Мишвань	14.08	17.07	21.09	17.06	23.05	16.07	57	13	100

Таблица 6 – Климатические параметры холодного и теплого периодов года

Климатические параметры холодного периода года	Усть-Уса
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,98	-47
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью 0,92	-45
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,98	-44
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,92	-41
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,94	-27
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-53
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С	8,3
Продолжительность, сут, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 0^{\circ}\text{C}$	211
Средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 0^{\circ}\text{C}$	-11,4
Продолжительность, сут, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$	277
Средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$	-7,7
Продолжительность, сут, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 10^{\circ}\text{C}$	297
Средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой	-6,5

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

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т

Климатические параметры холодного периода года	Усть-Уса
воздуха $\leq 10^{\circ}\text{C}$	
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	83
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее холодного месяца, %	83
Количество осадков за ноябрь – март, мм	166
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль	Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	4,5
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$	3,9
Характеристика теплого периода	
Барометрическое давление, гПа	1003
Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$ , обеспеченностью 0,95	18
Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$ , обеспеченностью 0,98	23
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, $^{\circ}\text{C}$	20,5
Абсолютная максимальная температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	34
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца	10,0
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	72
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %	59
Количество осадков за апрель - октябрь, мм	354
Суточный максимум осадков, мм	64
Преобладающее направление ветра за июнь - август	С

Таблица 7 – Число дней со среднесуточной температурой воздуха выше (ниже) заданных значений и равной им, метеостанция Мишвань

Характеристика	Предел		
	$10^{\circ}\text{C}$	$5^{\circ}\text{C}$	$0^{\circ}\text{C}$
Выше	64	112	141
Ниже	301	253	224

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 8 – Градусо-сутки отопительного периода (ГСОП) гражданских и производственных зданий сейчас (числитель) и на перспективу (знаменатель)

Пункт	Период со средней суточной температурой наружного воздуха $\leq 8$ °С							
	Продолжительность отопительного периода, сутки	Средняя температура воздуха отопительного периода, °С	При температуре внутреннего воздуха, °С					
			24	22	20	18	16	14
Хоседа-Хард	2%	-8,6	$\frac{9600}{8100}$	$\frac{9100}{7800}$	$\frac{8500}{7300}$	$\frac{7900}{6800}$	$\frac{7300}{6400}$	$\frac{6700}{5900}$

### ТЕМПЕРАТУРА ПОЧВЫ

Таблица 9 – Температура поверхности почвы (Мишвань – почва суглинистая)

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Средняя месячная и годовая температура (°С) поверхности почвы													
Мишвань	-21,1	-21,0	-13,2	-7,9	0,5	11,2	16,5	11,7	5,6	-2,9	-11,6	-16,6	-4,2
Абсолютный максимум температуры (°С) поверхности почвы													
Мишвань	0	0	3	17	40	51	46	42	29	14	3	0	51
Абсолютный минимум температуры (°С) поверхности почвы													
Мишвань	-54	-53	-54	-44	-30	-5	-1	-6	-13	-31	-44	-52	-54
Средний из абсолютных максимумов температуры (°С) поверхности почвы													
Мишвань	-2,4	-3,6	-0,2	2,2	20,7	36,0	39,0	32,4	20,0	8,0	-0,1	-0,9	38,0
Средний из абсолютных минимумов температуры (°С) поверхности почвы													
Мишвань	-44,0	-43,5	-38,8	-32,1	-15,2	-2,6	2,4	-1,3	-5,4	-19,6	-33,8	-40,8	-47,5

Таблица 10 – Даты первого и последнего заморозка и продолжительность безморозного периода на поверхности почвы

Метеостанция	Дата заморозка						Продолжительность безморозного периода, дни		
	последнего			первого			средняя	наименьшая	наибольшая
	средняя	самая ранняя	самая поздняя	средняя	самая ранняя	самая поздняя			
Хоседа-Хард	26.06	17.04 1963	-	15.08	-	18.09 1957	49	-	90 1971

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

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т

Лист  
12

Таблица 11 – Нормативная глубина сезонного промерзания

Метеостанция	Мишвань
Суглинки и глины	2,14
Супесь, пески мелкие и пылеватые	2,60
Песок гравелистый, крупный, средний	2,79
Крупнообломочные грунты	3,16

**ВЛАЖНОСТЬ ВОЗДУХА**

Таблица 12 – Среднемесячная и годовая относительная влажность воздуха, %

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Среднемесячная и годовая относительная влажность воздуха, %													
Мишвань	80	80	79	76	74	69	72	81	85	87	86	83	79
Средняя месячная и годовая упругость водяного пара, мб													
Мишвань	1,5	1,6	2,5	3,2	4,9	8	11,3	10,1	7,8	4,9	3	2,1	5
Число дней с относительной влажностью воздуха $\geq 80\%$													
Мишвань	21	18	17	12	10	6	4	9	11	21	25	22	176
Средний месячный и годовой дефицит насыщения, гПа													
Мишвань	0,3	0,3	0,6	1,1	2,1	4,8	5,8	3,1	1,6	0,7	0,4	0,3	1,7

**ОСАДКИ**

Таблица 13 – Среднемесячное и годовое количество осадков с поправками на смачивание, мм

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Мишвань	28	23	24	27	32	42	55	63	55	48	40	33	470

Таблица 14 – Среднемесячное и годовое количество жидких (ж), твердых (т) и смешанных (с) осадков, мм

Метеостанция	Вид осадков	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Мишвань	твердые	92	93	89	51	26	2			4	36	65	87	35
	жидкие			1	12	41	84	99	100	79	24	4		48
	смешанные	8	7	10	37	33	14	1		17	40	31	13	17

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

Таблица 15 – Среднее суточное количество осадков, мм

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Мишвань	0,9	0,8	0,7	0,8	1	1,4	1,7	2	1,8	1,5	1,3	1	1,2

Таблица 16 – Среднее максимальное суточное количество осадков, мм

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Мишвань	4	4	4	6	9	12	18	17	12	8	7	5	23

Таблица 17 – Максимальное за год суточное количество осадков различной обеспеченности, мм

Метеостанция	Обеспеченность, %					
	63	20	10	5	2	1
Мишвань	22,3	30,1	41,2	55,6	82	109,7

### СНЕЖНЫЙ ПОКРОВ

Таблица 18 – Даты появления и схода, образования и разрушения снежного покрова

Метеостанция	Число дней со снежным покровом	Дата появления снежного покрова			Дата образования устойчивого снежного покрова			Дата разрушения устойчивого снежного покрова			Дата схода снежного покрова		
		средняя	ранняя	поздняя	средняя	ранняя	поздняя	средняя	ранняя	поздняя	средняя	ранняя	поздняя
Мишвань	202	12.10	16.09	17.11	22.10	30.09	1.12	11.05	6.03	8.06	20.05	21.04	15.06

Таблица 19 – Средняя декадная высота снежного покрова по постоянной рейке, см

Метеостанция	IX			X			XI			XII			I			II		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Мишвань				1	4	7	11	14	17	22	25	29	33	36	39	44	46	48
III			IV			V			VI									
1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3				
49	50	51	52	46	36	25	13	5	2									

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
							14



Таблица 20 – Наибольшая месячная высота снежного покрова по постоянной рейке, см

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Мишвань	52	72	78	74	67	10	0	0	2	32	23	36	78
Наибольшая высота снежного покрова по м. Мишвань 78 см													

Таблица 21 – Высота снежного покрова по снего-съемкам на последний день декады, см

Станция	Участок	X			XI			XII			I			II		
		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Мишвань	Поле	9	12	17	18	23	25	29	32	35	40	43	45	48	48	49
Станция	Участок	III			IV			V								
		1	2	3	1	2	3	1	2							
Мишвань	Поле	51	52	53	51	45	43	34	30							

ВЕТЕР

Таблица 22 – Повторяемость различных градаций скорости ветра, %

Месяц	Скорость, м/с										
	0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-21	22-25
Метеостанция «Мишвань»											
I	34,95	24,35	19,26	12,80	5,37	2,11	0,70	0,30	0,12	0,04	0,00
II	36,26	23,53	18,44	12,84	6,02	1,59	0,77	0,37	0,12	0,06	0,00
III	27,68	26,62	22,99	13,86	6,36	1,60	0,67	0,17	0,03	0,02	0,00
IV	25,15	30,01	24,78	12,75	5,06	1,62	0,49	0,10	0,03	0,01	0,00
V	18,31	33,00	26,96	14,52	4,94	1,52	0,53	0,21	0,01	0,00	0,00
VI	20,23	33,19	27,81	12,51	4,70	1,23	0,24	0,05	0,03	0,01	0,00
VII	28,03	33,92	25,65	9,40	2,30	0,47	0,17	0,05	0,01	0,00	0,00
VIII	30,00	34,69	23,92	8,51	2,11	0,63	0,09	0,03	0,02	0,00	0,00
IX	29,97	34,29	22,40	9,35	2,97	0,80	0,17	0,04	0,01	0,00	0,00
X	26,90	32,01	24,70	10,87	3,95	1,24	0,28	0,05	0,00	0,00	0,00
XI	31,93	28,91	21,07	12,07	4,08	1,56	0,31	0,05	0,02	0,00	0,00
XII	31,36	25,56	21,46	13,91	5,44	1,55	0,52	0,14	0,05	0,01	0,00

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
							15

Месяц	Скорость, м/с										
	0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-21	22-25
Год	34,95	24,35	19,26	12,80	5,37	2,11	0,70	0,30	0,12	0,04	0,00

Таблица 23 – Повторяемость направления ветра и штилей за год (%)

Месяцы	Направление ветра									
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль	
Мишвань										
I	7,7	2,4	7,3	14,5	34,8	12,8	15,5	5,0	23,3	
II	8,0	2,9	9,7	13,1	32,4	11,5	16,3	6,1	25,3	
III	8,2	3,2	11,5	10,0	28,6	13,0	19,5	6,0	17,7	
IV	14,2	5,6	17,4	7,7	17,6	7,7	20,8	9,0	13,7	
V	19,6	7,4	16,8	6,0	11,6	5,4	21,7	11,5	9,1	
VI	21,8	7,4	17,4	6,1	10,9	4,7	18,3	13,4	8,0	
VII	23,1	8,3	17,1	6,5	11,7	4,9	15,2	13,2	13,3	
VIII	21,9	6,3	13,6	6,3	13,9	5,7	19,0	13,3	15,1	
IX	15,2	3,7	9,7	8,8	22,5	9,0	20,8	10,3	15,6	
X	9,5	3,8	8,8	8,6	25,9	13,3	22,9	7,2	14,8	
XI	6,1	2,5	9,1	11,7	31,4	13,5	20,1	5,6	20,1	
XII	5,6	1,8	7,4	14,2	38,5	13,5	15,1	3,9	20,0	
зима	7,1	2,4	8,1	13,9	35,2	12,6	15,6	5,0	22,9	
весна	8,2	3,2	11,5	10	28,6	13	19,5	6	17,7	
лето	14,2	5,6	17,4	7,7	17,6	7,7	20,8	9	13,7	
осень	19,6	7,4	16,8	6	11,6	5,4	21,7	11,5	9,1	
год	13,4	4,6	12,2	9,5	23,3	9,6	18,8	8,7	16,3	

Таблица 24 – Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Мишвань	3,2	3,2	3,5	3,4	3,7	3,6	3,0	2,9	3,0	3,2	3,2	3,3	3,3
Хоседа-Хард	4,5	4,5	4,6	4,6	5,0	4,4	3,8	3,7	4,0	4,3	4,4	4,5	4,4

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
							16

Таблица 25 – Среднее число дней со скоростью ветра, равной или превышающей заданное значение

Метеостанция	Скорость ветра	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Мишвань	≥8 м/с	18,6	16,2	21,2	22,6	24,1	24,9	23,5	22,1	21,3	23,1	18,6	18,8	255,1
	≥15 м/с	1,5	1,6	1,2	1,4	1,2	1,5	0,7	0,2	0,7	1,0	1,1	1,0	12,3
	≥20 м/с	0,1	0,1	0,1		0,1	0,2	0,1		0,1	0,2		0,1	1,7
	≥25 м/с					0,1								0,1
	≥30 м/с					0,03								0,03
Хоседа-Хард	≥8 м/с	12,4	11,5	12,9	13,1	13,1	9,7	6,1	7,0	7,9	10,0	11,8	12,0	128
	≥15 м/с	2,2	1,8	2,3	1,3	1,3	0,7	0,2	0,4	0,5	0,8	1,1	1,4	14
	≥20 м/с	0,4	0,6	0,3	0,2	0,5	0,1			0,07		0,2	0,1	2
	≥30 м/с	0,07				0,07								0,1
	≥40 м/с	0,07				0,07								0,1

Таблица 26 – Наибольшее число дней со скоростью ветра, равной или превышающей заданные значения, метеостанция Мишвань

Скорость ветра	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
≥8 м/с	27	26	30	29	30	30	30	28	28	31	27	28	328
≥15 м/с	7	6	8	6	8	7	3	2	3	5	5	6	39
≥20 м/с	1	2	1		1	2	1		1	2	1	1	3
≥25 м/с					1	1							1
≥30 м/с					1								1

Таблица 27 – Максимальная скорость и порыв ветра по флюгеру (ф) и анеморумбометру (а), м/с

Характеристика	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Скорость	33а	25а	34ф	34ф	40а	20фа	17ф	20ф	21ф	20ф	24ф	20фа	40а
Порыв	40а	36а			>40 ф	26а	20а	23а	29а	25а	25а	27а	>40 ф

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т

Лист

17

Таблица 28 – Максимальная скорость и порыв ветра, м/с

Скорость ветра	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Максимум из 8 сроков	22	25	25	20	25	20	14	15	19	16	20	20	25
Порыв	27	28	28	26	30	26	20	20	22	24	30	28	30

Скорость ветра, вероятность превышения которой 5%, составляет 7 м/с.

### АТМОСФЕРНЫЕ ЯВЛЕНИЯ

Таблица 29 – Среднее и наибольшее число дней с туманами

Метеостанция		I	II	III	IV	V	VI	VII	VII I	IX	X	XI	XII	год
Мишвань	среднее	0,16	0,22	0,39	0,38	0,53	0,12	0,56	1,45	1,23	1,02	0,58	0,36	6,45
	наибольшее	1	3	7	3	4	2	4	11	6	7	3	3	34

Таблица 30 – Среднее и наибольшее число дней с грозой

Метеостанция		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Мишвань	среднее					0,07	0,26	0,70	0,45	0,07				1,40
	наибольшее					2	3	5	10	1				17

Согласно картам районирования территории РФ по среднегодовой продолжительности гроз в часах, территория проведения проектирования находится в районе с продолжительностью гроз от 20 до 40 часов с грозой.

Таблица 31 – Средняя продолжительность гроз (ч)

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Мишвань					1,94	3,24	9,69	4,66	2,31				12,93

Таблица 32 – Среднее и наибольшее число дней с метелью

Метеостанция		I	II	III	IV	V	VI	VII	VII I	IX	X	XI	XII	Год
Мишвань	среднее	1,6	1,8	1,7	1,0	0,3	0,0				0,0	0,5	1,3	8,0

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
							18

		4	2	5	9	1	5				9	3	1	9
	наибольшее	9	12	15	8	2	2				2	6	8	32

Таблица 33 – Среднее и наибольшее число дней с градом

Метеостанция		IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	Год
Мишвань	среднее		0,04	0,02	0,02		0,02		0,11
	наибольшее		1	1	1		1		1

Таблица 34 – Среднее и наибольшее число дней с обледенением (по визуальным наблюдениям, все виды обледенения)

Метеостанция		IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	Год
Мишвань	среднее	0,4	6	13	13	11	7	5	3	1	0,3	60
	наибольшее	3	19	28	28	24	18	11	12	6	3	95

Таблица 35 – Число дней с обледенением по метеостанции Мишвань

Среднее число дней с обледенением (по визуальным наблюдениям)	84
Максимальное число дней с обледенением (по визуальным наблюдениям)	122
Среднее число дней с обледенением гололедного станка	90
Максимальное число дней с обледенением гололедного станка	123

Таблица 36 – Повторяемость различных значений годовых максимумов масс гололедно-изморозевых отложений

Метеостанция	Масса, г/м					Число случаев
	<200	200-300	300-500	500-700	>700	
Мишвань						
	39	26	13	19	3	31

### АТМОСФЕРНЫЕ НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ

Таблица 37 – Снеговые, ветровые и гололедные нагрузки (СП 20.13330.2016)

Воздействие	Район	Характеристика	Значение
Снеговая нагрузка	V	Нормативное значение снеговой нагрузки	2,5 кПа
Ветровая нагрузка	IV	Нормативное значение ветрового давления	0,48 кПа
Гололедная нагрузка	III	Толщина стенки гололеда	10 мм

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т

Лист

19

Таблица 38 – Снеговые и гололедные районы, (ПУЭ)

Характеристика	Район	Значение
По скоростным напорам ветра	III	650 Па
По толщине стенки гололеда	III	20 мм

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								20
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т		

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

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

Участки трасс отнесены к району II-A (потенциально подтопляемые в результате климатических изменений). Процесс отнесен к умеренно опасным.

Критерии типизации территории проектирования по подтопляемости приведены согласно СП 11-105-97. Часть II по наличию процесса подтопления на момент проектирования. Критерии опасности процессов приведены согласно СП 115.13330.2016 «Геофизика опасных природных воздействий».

Район сейсмически не активный. В соответствии с СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмических районах» с изменением № 1, сейсмическая активность в пределах территории проектирования по картам ОСР-2016 (А, В, С), характеризуется сейсмичностью в 5 и менее баллов. В соответствии с исходной редакцией СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмических районах» сейсмическая активность в пределах территории проектирования по картам ОСР-2015 (А, В, С) характеризуется сейсмичностью в 5 баллов.

Грунты геологического разреза по сейсмическим свойствам ко II категории.

Остальные опасные геологические процессы, перечисленные в СП 115.13330.2016 «Геофизика опасных природных воздействий», на участке проектирования отсутствуют.

В соответствии с СП 47.13330.2016 категория сложности инженерно-геологических условий, по факторам, определяющим производство проектирования III (сложная). Факторы, являющиеся определяющими при принятии основных проектных решений:

- наличие специфических грунтов (торф) в сфере взаимодействия зданий и сооружений с геологической средой, которые имеют широкое распространение на участках проектирования.

В соответствии с СП 11-105-97. Часть IV категория сложности инженерно-геокриологических условий II (средней сложности).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т					21
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

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

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

Почвенно-растительный слой (ПРС) в отдельный ИГЭ не выделялся. Мощность грунта растительного слоя (мха) 0,1-0,3 м.

В пределах рассматриваемого участка выделено 9 ИГЭ.

ИГЭ-1 – техногенный грунт, представлен песком коричневым мелким, средней плотности, единичные включения гравия и гальки.

ИГЭ-2 – торф бурый и черный, слабо- и сильноразложившийся, маловлажный и водонасыщенный.

ИГЭ-3а – песок коричневатого-серый и серый, пылеватый, средней плотности, насыщенный водой.

ИГЭ-3б – песок светло-коричневый и серый, мелкий, средней плотности, влажный и насыщенный водой, с единичными включениями гравия.

ИГЭ-5б – суглинок коричневый и серый, мягкопластичный, тяжелый и легкий, пылеватый и песчанистый, с пятнами ожелезнения, с единичным включением гравия.

ИГЭ-5в – суглинок коричневый, серый, темно-серый, тугопластичный, тяжелый и легкий, пылеватый и песчанистый, с прослоями песка пылеватого и мелкого, с включением гравия до 3-5%, с прослоями глины тугопластичной.

ИГЭ-5г – суглинок коричневый, серый, темно-серый, полутвердый, тяжелый и легкий, песчанистый и пылеватый, с прослоями глины полутвердой, легкой, пылеватой, с прослоями песка пылеватого.

ИГЭ-6в – глина коричневая, серая, темно-серая, тугопластичная, легкая, пылеватая, с прослоями песка пылеватого и мелкого, с включениями гравия и гальки 5 %.

ИГЭ-6г – глина коричневая, серая, темно-серая, полутвердая, легкая, пылеватая, с прослоями песка пылеватого и мелкого, с включениями гравия и гальки 5 %.

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали по данным лабораторных испытаний грунтов:

- торфов и песков – средняя;
- суглинков и глин – высокая.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т					22
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		



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

Степень агрессивного воздействия грунтов на металлические конструкции приведена согласно СП 28.13330.2017.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	

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

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

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

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

Описание гидрогеологических условий участка проектирования приведено согласно результатам инженерно-геологических проектирования.

На рассматриваемой территории вскрыт один водоносный горизонт:

- аллювиальный, озерно-аллювиальный верхнечетвертичный водоносный горизонт (a, laIII).

*Аллювиальный, озерно-аллювиальный верхнечетвертичный водоносный горизонт (a, laIII).* Водовмещающими отложениями являются супеси текучие, пески и суглинки с прослоями песков. Водоупором служат суглинки того же возраста и генезиса. В инженерно-геологических скважинах №№ А9, 2030, 2031, А-11, А-13, 108, 106 водоупор не вскрыт.

По гидравлическим условиям воды горизонта ненапорные. На момент проведения инженерно-геологических проектирования, грунтовые воды вскрыты скважинами, пробуренными в долине реки Лая. Уровни появления – 0,6÷5,7 м, установления – 0,6÷5,7 м. По данным архивных материалов (апрель-март 2016 г., ноябрь 2019 г.): появление грунтовых вод зафиксировано на глубине 0,1÷3,3 м, установление – на тех же глубинах.

Грунтовые воды опробованы в инженерно-геологических скважинах №№ 1, 7, 8, 2018, 2019, 2020, 2027.

Грунтовые воды по химическому составу: гидрокарбонатные кальциево-магниевые.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
						24		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

По водородному показателю грунтовые воды: слабо щелочные, умеренно щелочные и нейтральные. По степени жесткости воды: умеренно жесткие. По степени минерализации воды: весьма пресные.

Ориентировочная абсолютная отметка уреза воды в период межени в реке Лая – 44,74 м, в реке Пыжшор – 51,36 м. Подъем воды в паводковый период в реке Лая – 10,79 м (до отметки 55,53 м) м, в реке Пыжшор – 2,64 м (до отметки 54,00 м).

Положение уровня грунтовых вод зависит от паводкового режима гидрографической сети территории (рек Лая и Пыжшор). Прогнозируется подъём грунтовых вод до поверхности в районе инженерно-геологических скважин №№ 2014, А-11, А-13, 108.

Питание горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и талых вод, в районе водотоков – за счет подпитки из гидрографической сети. Разгрузка происходит в пониженные участки рельефа и гидрографическую сеть.

Изменение гидрогеологических условий прогнозируется в период обильного снеготаяния и затяжных дождей, и связано с:

- появлением вод «верховодки» в почвенно-растительном слое;
- подъемом уровня воды в песчаных отложениях до поверхности в районе инженерно-геологических скважин №№ 2014, А-11, А-13, 108.

Минерализация и химический состав вод может существенно измениться в связи с попаданием в них промышленных и сточных вод.

Оценка естественной защищенности подземных вод. Под защищенностью подземных вод от поверхностного загрязнения понимается перекрытость водоносного горизонта отложениями, прежде всего, слабопроницаемыми, препятствующими проникновению загрязняющих веществ с поверхности земли в подземные воды.

Оценка защищенности грунтовых вод произведена по методике балльной оценки степени защищенности. Данная методика основывается на четырех показателях зоны аэрации (глубина залегания уровня грунтовых вод, строение и литология пород, мощность слабопроницаемых отложений в разрезе, фильтрационные свойства пород). Сумма баллов, обусловленная градациями глубины залегания уровня воды, мощностью слабопроницаемых отложений и их литологией, дает количественную оценку защищенности грунтовых вод.

В пределах участка работ выделены следующие категории условий защищенности грунтовых вод:

Аллювиальный, озерно-аллювиальный верхнечетвертичный водоносный горизонт. Зона аэрации сложена, преимущественно, песками, супесями, суглинками (группа «б»). Средняя мощность слабопроницаемых пород в зоне зоны аэрации – до 5,0 м (4 балла). Глубина

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
							25

установившегося уровня воды – 0,6÷5,7 м (1 балл). Сумма баллов, учитывающая мощность слабопроницаемых пород и глубину залегания уровня грунтовых вод, составляет 5 баллов. Горизонт относится ко II категории условий защищенности – условно защищенный.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	

## 5 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Проектируемый нефтегазопровод предназначен для транспортировки продукции от т.вр. к.№4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор».

Схема линейного объекта представлена на чертеже 27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г2.

Проектные мощности проектируемого нефтесборного коллектора определена в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлена в таблице 39.

Таблица 39 – Проектные мощности проектируемого трубопровода

Наименование	Назначение	Проектные мощности		
		Добыча жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Добыча нефти, т/сут	Закачка воды, м <sup>3</sup> /сут
Нефтесборный коллектор от т.вр. к.№ 4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор»	Н	4184,03	3216,74	-

Рабочее давление нефтегазопровода 4,0 МПа. Гидравлические потери давления не превышают 0,12 МПа/км.

Расчетный компонентный состав ПНГ в нефтегазовом флюиде следующий: метан - 43,32 масс. %, этан – 2,63 масс. %, пропан – 1,93 масс. %, сероводород – 34,7 масс. %.

В транспортируемом нефтегазовом флюиде объемная концентрация содержания сероводорода 9,1 %. Проектируемые нефтегазопроводы согласно приложению № 4 к Федеральным нормам и правилам таблица №1 (таблица 2) при концентрации сероводорода  $S(H_2S \text{ объемное}) < 0,075\%$  (об) и парциальном давления в трубопроводе  $P(H_2S) > 345 \text{ Па}$  требуется выполнить в исполнении, стойком к сульфидно-коррозионному растрескиванию. Также для защиты трубопроводов от локальной коррозии предусмотрено применение внутреннего антикоррозионного покрытия трубопровода.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т					27
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

## 6 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта, обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемый трубопровод по диаметрам относится ко II классу, по назначению ко II категории. Объем контроля сварных соединений трубопроводов всех категорий составляет 100% радиографическим методом и дублирующим 25% ультразвуковым.

Испытание на прочность, плотность проектируемого трубопровода необходимо провести в соответствии с СП 284.1325800.2016 в два этапа:

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

- на переходах через водные преграды в границах русловой части ГВВ 10% обеспеченности после укладки давлением  $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=5,0$  МПа в течение 12 часов;
- на переходах через автомобильные дороги, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м от подошвы насыпи после укладки давлением  $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=6,0$  МПа в течение 6 часов;
- при пересечении с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации до укладки давлением  $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=6,0$  МПа в течение 6 часов;
- при пересечении с воздушными линиями электропередач высокого напряжения до укладки давлением  $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=6,0$  МПа в течение 6 часов;
- узлы запуска и приема внутритрубных устройств после крепления на опорах, а также участки трубопроводов по 100 м, примыкающие к ним после укладки и засыпки давлением  $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=5,0$  МПа в течение 12 часов;
- узел подключения и примыкающие участки не менее 15 м в каждую сторону от границ монтажного узла до укладки давлением  $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=6,0$  МПа в течение 12 часов;
- узлы линейной запорной арматуры до укладки или крепления на опорах давлением  $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=5,0$  МПа в течение 6 часов.

На втором этапе необходимо провести пневматическое испытание на прочность всего трубопровода после укладки давлением  $R_{исп}=1,1 \times R_{раб}=4,4$  МПа в течение 12 часов.

Для участков трубопровода при пересечении с водотоками, включая участки 1000 м от границ ГВВ 10% по обе стороны давлением  $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=5,0$  МПа в течении 12 часов.

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

						27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		28

После испытания на прочность необходимо произвести проверку проектируемого трубопровода на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего  $P_{раб.}=4,0$  МПа и выдержки в течение 12 часов.

После строительства необходимо произвести очистку внутренней полости трубопровода очистным устройством силами подрядной организации, выполняющей СМР

После проведения очистки полости трубопровода необходимо провести внутритрубную приборную диагностику.

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.

### 6.1 Решения по нефтегазопроводу

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемого нефтесборного коллектора с минимальным заглублением 0,8 м до верха трубы.

Рабочее давление проектируемого нефтегазопровода – 4,0 МПа.

Настоящим проектом приняты следующие параметры труб для участков проектируемого трубопровода:

НСК от т.вр. к.№4, 65 до УПН «Восточный-Ламбейшор» –  $\varnothing 426 \times 10$  мм,  $\varnothing 530 \times 11$  мм

Для строительства прямолинейных участков проектируемого нефтесборного коллектора проектом принята труба стальная бесшовная повышенной коррозионной стойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности –  $470 \text{ Н/мм}^2$ , минимальным пределом текучести –  $338 \text{ Н/мм}^2$ , классом прочности K48, группой коррозионной стойкости – 1, прошедшая испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А. С гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже  $KCU=34,3 \text{ Дж/см}^2$  ( $3,5 \text{ кгс с/см}^2$ ) при температуре испытания минус  $60^\circ\text{C}$ , с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до  $80^\circ\text{C}$  с системой защиты стыка втулкой и с наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
							29

- отводов гнутых, с радиусомгиба 5Du из высококачественной стали с минимальным пределом прочности – 470 Н/мм<sup>2</sup>, минимальным пределом текучести – 338 Н/мм<sup>2</sup>, классом прочности K48, группой коррозионной стойкости – 1, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус);

- отводов крутоизогнутых с радиусомгиба 1,5Du из высококачественной стали с минимальным пределом прочности – 470 Н/мм<sup>2</sup>, минимальным пределом текучести – 338 Н/мм<sup>2</sup>, классом прочности K48, группой коррозионной стойкости – 1, с приварными катушками по 150 мм, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А для трубопроводов всех диаметров (углы 45, 60, 90 градусов).

Для фитингов в качестве внутреннего покрытия принято заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С. В качестве наружного принято трехслойное полиэтиленовое покрытие усиленного типа.

Для защиты внутренней части сварных стыков от коррозии настоящим проектом предусмотрено применение втулок подкладных биметаллических. Для изоляции наружной поверхности сварных стыков трубопровода предусмотрено применение термоусаживающихся манжет.

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой существующих технологических проездов на ПК60+07.5, ПК75+59.5 и автодороги на ПК36+48.5. Толщина стенки защитных кожухов принята 10 мм.

При пересечении дорог принято заглубление проектируемых трубопроводов не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного футляра методом продавливания, концы защитных кожухов, устанавливаемых на участках переходов проектируемых трубопроводов через автомобильные дороги, выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна. Пересечения выполнены подземным способом в защитных кожухах из труб стальных электросварных прямошовных диаметром Ду800 для проектируемого трубопровода Ду500 мм. С заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

Проектом предусмотрены узлы сливного устройства, расположенные вблизи кожухов под автодорогами для возможности полного слива жидкости). Слив жидкости производится через быстроразъёмное соединение, отсекание участка производится ближайшими узлами подключений. (см.27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г37).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
							30



Для прокладки трубопроводов внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых. Для герметизации межтрубного пространства на концах кожухов предусмотрено применение манжет защитных герметизирующих МЗПТ в комплекте со стяжными хомутами и метизами. Для защиты герметизирующих манжет от механических повреждений предусмотрено применение укрытий защитных УЗМГ. Конструкция надземного защитного кожуха представлена на чертеже 27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г11.

По трасам проектируемого нефтегазопровода проектом предусмотрены узлы подключений от существующих трубопроводов. На узлах подключений предусмотрены задвижки клиновые надземного исполнения с выдвигаемым шпинделем в комплекте с ответными фланцами и крепежом, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см<sup>2</sup> и вентиль угловой специальный (ВУС). Конструкция узлов подключения представлена на чертежах 27-04-2НИПИ/2022-ТКР1.Г3, 27-04-2НИПИ/2022-ТКР1.Г5, 27-04-2НИПИ/2022-ТКР1.Г6.

Подключения к существующим трубопроводам предусмотрено выполнить к перспективным задвижкам, расположенных на ранее запроектированных узлах после демонтажа заглушек. Запорную арматуру предусмотрено монтировать на технологические опоры под арматуру.

Своевременное удаление парафина, механических примесей, водяных и газовых скоплений позволит поддерживать пропускную способность трубопровода на проектном уровне.

Настоящим проектом предусмотрены узлы пуска/приема очистных устройств.

Для узлов пуска/приема очистных устройств предусмотрены камеры пуска/приема Ду400 и 500 правого/левого исполнения на давление 4,0 МПа климатического исполнения ХЛ. В качестве запорной арматуры в обвязках узлов предусматриваются задвижки клиновые без КОФ Ду400, Ду500 Ру4,0 МПа. Конструкции узлов представлены на чертежах 27-04-2НИПИ/2022-ТКР1.Г4, 27-04-2НИПИ/2022-ТКР1.Г6, 27-04-2НИПИ/2022-ТКР1.Г9.

Продукты очистки нефтегазопровода из камер пуска/приема очистных устройств через дренажный трубопровод Ду100 мм поступают в проектируемую дренажную емкость V=5 м<sup>3</sup>, дыхательные линии емкости оборудованы дыхательным клапаном с огнепреградителем заводского изготовления.

Проектируемую дренажную емкость предусмотрено установить подземно. Дренажные линии камер пуска и приема оборудуются задвижками клиновыми Ду100 мм, Ру4,0 МПа.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
							31

Конструкция дренажной емкости V=5 м3 представлена на чертеже 27-04-2НИПИ/2022-ТКР1.Г10.

Продукты очистки нефтегазопровода из камеры приема очистных устройств Ду500 через дренажный трубопровод Ду100 мм поступают в существующую дренажную емкость.

Для устройства дренажных систем (от камеры пуска и камеры приема) проектом предусмотрены трубы 114х6 стальные бесшовные горячедеформированные повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из высококачественной стали, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С и наружным трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена. Согласно ГОСТ 32569-2013 дренажные трубопроводы относятся к группе А, подгруппе б, категории II.

Испытания дренажных трубопроводов на прочность и плотность предусматриваются пневматическим способом с давлением  $1,43 \times P_{расч.} = 5,72$  МПа. Испытания на плотность предусматриваются после снижения давления до расчетного, с давлением  $R_{исп} = P_{расч.} = 4,0$  МПа. Трубопроводы должны поддерживаться при этом испытательном давлении в течение не менее 30 мин. Затем давление необходимо уменьшить до расчетного давления, и все поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения должны быть подвергнуты тщательному визуальному осмотру. Продолжительность испытания на прочность и плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений. Дополнительные испытания на герметичность производятся сжатым воздухом на величину рабочего давления  $R_{исп} = 4,0$  МПа продолжительностью не менее 24 ч. Скорость падения давления должна составлять не более 0,1 % в час. Продувка трубопроводов должна производиться под давлением, равным рабочему, но не более 4,0 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>). Продолжительность продувки должна составлять не менее 10 минут.

Настоящим проектом предусмотрено пересечение с р. Лысутейвис на ПК47+46,9. Пересечение с водной преградой предусмотрено выполнить надземным способом в защитном кожухе из трубы стальной электросварной прямошовной диаметром Ду800 мм. Толщина стенки защитного кожуха принята 12 мм. Для прокладки трубопровода внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых. Для герметизации межтрубного пространства и исключения вероятности попадания транспортируемой нефти в водный объект согласовано применение сальникового уплотнения трубы Ду500 мм в трубе

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Ду800 мм. В качестве выпуска воздуха предусмотрено применение вентиля углового специального (ВУС).

Сальниковые уплотнения устанавливаются на концах защитного кожуха. Конструкция защитного кожуха с сальниковыми герметизаторами представлена на чертеже 27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г12. Расположение защитного кожуха представлено на чертеже плана 27-04-2НИПИ/2022-2-ППО.Г2 и на чертеже продольного профиля 27-04-2НИПИ/2022-2-ППО.Г3.

Настоящим проектом предусмотрены узлы береговых задвижек с установкой задвижки клиновой с электроприводом, рассчитанной на давление 4,0 МПа, манометра со шкалой 0-60 кгс/см<sup>2</sup>, вентиля углового специального (ВУС), сигнализатора прохождения очистных устройств. Узлы устанавливаются выше уровня 10% ГВВ. Конструкция узлов береговых задвижек представлена на чертеже 27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г7.

Настоящим проектом предусмотрен охранный узел с установкой задвижки клиновой с электроприводом, рассчитанной на давление 4,0 МПа, манометра со шкалой 0-60 кгс/см<sup>2</sup>, вентиля углового специального (ВУС), сигнализатора прохождения очистных устройств. Конструкция узла представлена на чертеже 27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г8.

Обязательным условием для применения технических устройств, оборудования, материалов и изделий, является наличие документов, подтверждающих их соответствие обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации в ст. 7 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в ст. 20, 23 Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», в том числе требованиям ст. 6 технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011).

На каждом полукилометре и углах поворота трассы, при пересечении с коммуникациями и на пересечении с автомобильными дорогами и водными преградами с двух сторон необходимо установить опознавательные знаки. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу.

## 6.2 Общие сведения

Расчетный срок службы проектируемых трубопроводов составляет не менее 20 лет.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
							33

Для предотвращения термических деформаций, возможных при эксплуатации трубопроводов в силу климатических особенностей месторасположения, на трубопроводах предусмотрены:

монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;

применение теплоизоляции на надземных частях проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур.

Наличие данных мероприятий позволит добиться самокомпенсации возможных термических деформаций в полном объеме.

Для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, на трубопроводах предусмотрены:

- применение равнопроходной арматуры;
- применение единого диаметра труб на всём протяжении трасс трубопроводов;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок;

В соответствии с п. 4.3 ВСН 39-1.8-008-2002 и п. 8.1.13 ГОСТ 9.602-2016 для увеличения срока службы протекторной защиты и электрического разъединения надземных и подменных участков трубопроводов проектной документацией предусматривается уставного электроизолирующих вставок НЭМС.

Настоящим проектом выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемого трубопровода относительно существующих коммуникаций:

- от ВЛ до 35кВ – не менее 5 метров до нефтепроводов (согласно ПУЭ Издание седьмое);
- от существующих подземных трубопроводов при условном диаметре до 150 мм включительно – не менее 5 метров (согласно СП 284.1325800.2016);
- от существующих подземных трубопроводов при условном диаметре свыше 150 мм до 300 мм включительно – не менее 8 метров (согласно СП 284.1325800.2016);
- от внутрипромысловых автомобильных дорог – не менее 5 метров от бровки земляного полотна (согласно СП 284.1325800.2016).

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

Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
							34

### 6.3 Проектные решения в условиях отступления от требований нормативно-технической документации

Требования к проектированию и компенсирующие мероприятия согласно технических решений по обоснованию обеспечения безопасности при отступлении от требований норм добровольного применения для разработки проектной документации на объект «Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения» прописаны в таблице 40.

Таблица 40 – Перечень отступлений от нормативных требований и компенсирующих мероприятий

Базовое нормативное требование	Требования и компенсирующие мероприятия	Примечание
Отступление от п.8.7 табл.8 СП 284.1325800.2016 в части прохождения нефтепровода DN500 от к.1 до т.вр. УПН «Восточный Ламбейшор» при параллельном следовании с существующим трубопроводом на расстоянии менее 11 метров;	Учитывая стесненные условия строительства, наличие насыщенного коридора действующих коммуникаций допускается проложить проектируемые нефтепроводы при условии выполнения следующих мероприятий: – обеспечить применение стальных прямошовных труб повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из высококачественной стали, прошедших испытания на стойкость к СКРН; – обеспечить увеличение толщины стенки трубопровода DN500 относительно расчетной до 11 мм;  – обеспечить на участках прокладки трубопровода глубину заложения трубопровода не менее 0,9 м;  – обеспечить глубину заложения трубопровода при пересечении с автомобильными дорогами в защитном футляре с установкой на трубопроводе опорно-направляющих колец (спейсеров) и герметизацией концов кожуха диэлектрической манжетой и глубиной заложения от верха покрытия дороги до верхней образующей футляра не менее 1,45 м; – обеспечить применение стальных электросварных прямошовных труб для устройства защитных футляров	Предусмотрено в проектной документации
		Предусмотрено в проектной документации
		Предусмотрено в проектной документации
		Предусмотрено в проектной документации
Отступление от п.8.7 табл.7 поз.23 СП 284.1325800.2016 в части прохождения нефтепровода DN500 от к.1 до т.вр. УПН «Восточный Ламбейшор»	– обеспечить вывод концов защитных футляров не менее чем на 5 м от подошвы земляного полотна;  – обеспечить контроль качества всех сварных соединений трубопровода 100% визуально-измерительным контролем	Предусмотрено в проектной документации
		Предусмотрено в проектной документации
Отступление от п.10.2.4 СП 284.1325800.2016 в части прохождения нефтепровода DN500 от к.1 до т.вр. УПН «Восточный Ламбейшор» при пересечении ручья выше мостового перехода;	– обеспечить контроль качества всех сварных соединений трубопровода 100% радиографическим контролем; – обеспечить испытание на прочность трубопровода в два этапа: на первом этапе - гидравлическим методом, на втором – пневматическим методом – обеспечить внутреннее двухслойное заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных	Предусмотрено в проектной
		Предусмотрено в проектной документации
		Предусмотрено в проектной

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т

	порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°C с системой защиты стыка втулкой и наружное трехслойное антикоррозионное покрытие на основе экструдированного полиэтилена; – обеспечить защиту трубопроводов средствами электрохимической защиты;	документации
		Предусмотрено в проектной документации

Продолжение таблицы 40

Базовое нормативное требование	Требования и компенсирующие мероприятия	Примечание
Отступление от п.10.4.2 СП 284.1325800.2016 в части пересечения нефтепровода DN500 от к.1 до т.вр. УПН «Восточный Ламбейшор» автомобильной дороги с углом пересечения менее 60°;	– в местах пересечения автодорог с проектируемым трубопроводом по обеим сторонам дороги на расстоянии 25 м от оси проектируемого трубопровода установить дорожные знаки «Остановка запрещена». При производстве земляных и строительно-монтажных работ в стесненных условиях для предотвращения повреждения соседних коммуникаций предусмотреть: – устройство временных переездов укладкой дорожных железобетонных плит по основанию из песка или ПГС (в качестве выравнивающего слоя) с обозначением их временными знаками и указателями. Проезд техники и машин в необорудованных переездах местами запрещается;	Предусмотрено в проектной документации
		Предусмотрено в проектной документации
		Предусмотрено в проектной документации
Отступление от п.8.7 табл.7 поз.21 СП 284.1325800.2016 в части размещения нефтепровода DN500 от к.1 до т.вр. УПН «Восточный Ламбейшор» на минимальном расстоянии до открытой отдельно стоящей электростанции менее 50 м.	до начала работ в охранной зоне действующих коммуникаций определить местоположение действующих коммуникаций в присутствии представителя эксплуатирующей организации, обозначить положение действующих коммуникаций временными опознавательными знаками.	Предусмотрено в проектной документации

**6.4 Результаты расчётов**

**6.4.1 Результат расчёта промышленных трубопроводов на прочность и устойчивость**

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

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

Скорость коррозии промышленных высоконапорных водоводов и нефтегазопроводов не более 0,1 мм год.

Результаты расчета представлены в таблице 40

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
							36

Таблица 40 – Результаты расчета на прочность промышленных нефтесборного коллектора

Диаметр трубопровода, мм	Давление, МПа	Коэффициент условий работы трубопровода, $\gamma_s$	Коэффициент надежности по материалу, $\gamma_m$	Коэффициент надежности по назначению трубопровода, $\gamma_n$	Коэффициент надежности по нагрузке, $\gamma_f$	Коэффициент несущей способности труб, $\Pi$	Расчетное сопротивление материала труб (соединительных деталей), $R$ , МПа	Расчетная толщина стенки, мм	Прибавка на коррозию, $c_2$ , мм	Толщина стенки с учетом прибавки на коррозию, мм	Отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетный срок службы трубопровода, лет
426	4,0	0,75	1,47	1,00	1,2	1	236,67	6,9	2,00	8,9	6,9	10	31
530	4,0	0,75	1,47	1,00	1,2	1	236,67	8,6	2,00	10,6	8,6	11	24

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

#### 6.4.2 Результат расчёта устойчивости участков проектируемых трубопроводов против всплытия

Расчёт устойчивости положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, и переходах через автодороги был произведён по СП 284.1325800.2016 "Трубопроводы промышленные для нефти и газа".

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

Результат оценки устойчивости проектируемых трубопроводов при пересечении водных преград представлен в таблице 41. Необходима балластировка трубопровода.

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

Таблица 41 – Результат оценки устойчивости положения (против всплытия) промышленных трубопроводов на переходах через водные преграды

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Диаметр трубопровода, мм	Толщина стенки трубопровода, мм	Коэффициент надежности устойчивого положения, $\gamma_a$	Суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом, $Q_{act}$ , Н/м	Суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес), $Q_{pas}$ , Н/м	Условие устойчивости положения $Q_{act} < Q_{pas}$
530	11	1,05	220,5	75,6	Не удовлетворяет

Для трубопроводов Ду500 предусмотрена балластировка утяжелителями контейнерного типа КТ-500 через каждые 8 м.

## 6.5 Решения по электроснабжению

### 6.5.1 Общие сведения

Настоящим проекторной документацией предусматривается электроснабжение задвижек, шкафов телемеханики, системы наружного освещения, молниезащиты и заземления проектируемого оборудования.

Электроснабжение потребителей осуществляется:

- на узле пуска СОД на ПК0+36,8 от проектируемой однострансформаторной подстанции КТП-С 4/6/0,23;
- на узле подключения от к.2 на ПК35+82,7 от проектируемой однострансформаторной подстанции КТП-С 4/6/0,23;
- на узле береговой задвижки ПК45+75,00 от двухтрансформаторной подстанции КТП-М 25/6/0,4 кВ (учтена в проекте 27-04-2НИПИ/2022-1);
- на узле береговой задвижки ПК51+34,0 от двухтрансформаторной подстанции КТП-М 25/6/0,4 кВ (учтена в проекте 27-04-2НИПИ/2022-1);
- на охранном узле ПК74+74,0 от существующей КТП БКНС. Для подключения проектируемых потребителей предусматривается установка автоматических выключателей в РУНН КТП;

Кабельные линии 0,4 кВ до проектируемых потребителей прокладываются по существующим и проектируемым кабельным эстакадам.

В составе проектируемых объектов отсутствуют электрические нагрузки, значительно искажающие форму кривой электрического тока и вызывающие несимметрию напряжения в точках присоединения. Проектируемые технические средства (ТС), искажающие синусоидальность формы кривой тока и напряжения, соответствуют нормам эмиссии

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т							
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		



гармонических составляющих тока, установленных ГОСТ 30804.3.2-2013, и их подключение к Топ не вызывает превышение уровней электромагнитной совместимости, установленных ГОСТ 32144-2013. Коэффициент искажения синусоидальности кривой находится в пределах допустимых 8%. Частотные преобразователи насосных агрегатов комплектуются фильтрами гармоник.

Отклонение частоты в нормальном и послеаварийном режиме не превышает допустимых  $\pm 0,2\%$  и  $\pm 0,4\%$  соответственно.

Отклонение напряжения от номинального на зажимах наиболее удаленного электроприемника не превышает в нормальном режиме  $\pm 5\%$ , а предельно допустимое в послеаварийном режиме при наибольших расчетных нагрузках -  $\pm 10\%$ .

Источники электроэнергии обеспечивают электроснабжение потребителей с показателями качества электроэнергии, соответствующим требованиям ГОСТ 32144-2013.

### 6.5.2 Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности

Потребителями электроэнергии являются электроприводные задвижки, устанавливаемые на нефтегазопроводах и система наружного освещения.

Для сетей  $\sim 380/230$  В принята система заземления с глухозаземленной нейтралью (TN-S) по ГОСТ Р 50571.1-2009.

Суммарные электротехнические показатели проектируемых потребителей:

- установленная мощность 11,38 кВт;
- расчетная мощность 11,38 кВт;
- расчетный ток 25,29 А;
- годовой расход электроэнергии 5,6 тыс.кВт•ч.

Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности приведены в таблице 42.

Категория надежности электроснабжения – I по ПУЭ 7-е изд.

Таблица 42 – Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности

п/п	Электроприемник	Руст., кВт	Ррасч, кВт.	Ирасч. кВт	Тип и мощность КТП
1	Узел пуска СОД на ПК0+36.8.	1,13	1,13	5,1	1x4
2	Узел подключения от к.2 на ПК35+82,7	1,16	1,16	5,25	1x4
3	Береговой узел ПК45+75,00	3,03	3,03	4,98	2x25
4	Береговой узел ПК51+34,0	3,03	3,03	4,98	2x25
5	Охранный узел ПК74+74,0	3,03	3,03	4,98	2x1000

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

5	Узел пуска СОД на ПК0+36.8.	1,1	1,1	4,95	1x4
---	-----------------------------	-----	-----	------	-----

### 6.5.3 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите объектов производственного назначения

Проектной документацией предусматриваются мероприятия по выполнению системы защитного заземления, системы уравнивания потенциалов и снятия статического электричества.

Для обеспечения защиты персонала от поражения электрическим током в соответствии с п. 1.7.51 ПУЭ предусматриваются следующие меры защиты при прямом и косвенном прикосновении:

- основная изоляция токоведущих частей;
- заземление нормально нетоковедущих проводящих частей электрооборудования;
- автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов.

На проектируемом объекте применяется кабельная продукция производителей, прошедших сертификацию в установленном порядке.

В данном разделе проектной документации применяется силовой кабелей ВЗ-ВБШВнг(А)-LS-ХЛ для электрических сетей до 1 кВ, прокладываемых на открытом воздухе.

В качестве естественного заземляющего устройства используются проектируемые фундаменты сооружений, эстакад. Для проектируемых береговых узлов, охранных узлов, узла пуска и узла приема СОД предусматривается искусственное заземляющее устройство, состоящее из вертикальных электродов (круг диаметром 18 мм оцинкованный, длиной 5,0 м) и горизонтального заземлителя (полоса 5x40 мм оцинкованная). Значение сопротивления наружного контура заземления КТП не превышает 4 Ом.

Проектной документацией также предусматривается заземление надземных участков трубопроводов.

Неизолированные проводники системы уравнивания потенциалов в местах их присоединения к сторонним проводящим частям обозначаются жёлто-зелёными полосами, выполненными краской или клейкой двцветной лентой. Контактные соединения выполняются согласно требованиям ГОСТ 10434-82 и ПУЭ. Для предотвращения ослабления контакта в болтовых соединениях предусмотрено использование контргаек, пружинчатых шайб или тарельчатых пружин.

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

						27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
							40
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Молниезащита технологических установок осуществляется присоединением к заземлителю согласно РД 34.21.122-87 п. 2.15. На камере приёма молниезащиты дыхательной свечи проектируемой дренажной емкости осуществляется проектируемым молниеприёмником высотой 18 м. Надежность защиты от ПУМ для технологического оборудования принят 0,9 согласно СО153-34.21.122.

## 6.6 Решения по защите трубопровода от коррозии

Согласно техническому отчету (27-04-2НИПИ/2022-ИГИ) по трассе проектируемого нефтесборного коллектора от т.вр. к. №4, 65 до УПН «Восточный Ламбейшор» коррозионная агрессивность грунтов к углеродистой и низколегированной стали преимущественно средняя и высокая.

На данных участках среднее значение удельного электрического сопротивления грунта составляет от 8,7 Омхм до 45,3 Омхм. Выявленное удельное электрическое сопротивление грунта ниже 50 Омхм, что в соответствии с таблицей 1 ГОСТ 9.602-2016 относят данные грунты к грунтам средней и высокой коррозионной агрессивности.

В соответствии с п 6.6 ГОСТ 9.602-2016 стальные подземные трубопроводы, расположенные в грунтах средней и высокой коррозионной агрессивности, подлежат защите средствами электрохимической защиты (установками катодной защиты, установками дренажной защиты, протекторными установками).

Для электрохимической защиты вышеперечисленных трубопроводов проектной документацией предусматривается установка протекторной защиты типа ПМП-20У с шагом не более 1 км. Проекторы устанавливаются на глубину ниже глубины промерзания – 3,0 м. Данные решения обеспечивают поддержание защитного поляризационного потенциала трубопроводов согласно таблице 4 ГОСТ 9.602-2016 от -0,85 В до 1,2 В.

Для электрохимической защиты вышеперечисленных трубопроводов проектной документацией предусматривается установка протекторной защиты.

По результатам исследований, опасное влияние блуждающих токов на площадке строительства не зафиксировано. Защита от влияния блуждающих токов – не требуется.

В соответствии с п. 4.3 ВСН 39-1.8-008-2002 и п. 8.1.13 ГОСТ 9.602-2016 для увеличения срока службы протекторной защиты и электрического разъединения надземных и подземных участков трубопроводов проектной документацией предусматривается уставного электроизолирующих вставок НЭМС.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
								41
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Для контроля защитного потенциала на нефтепроводе предусматривается установка контрольно-измерительных пунктов (КИП). КИПы оборудуются стационарными двухкорпусными медно-сульфатными электродами сравнения длительного действия со встроенным вспомогательным электродом.

Для определения скорости и глубины коррозии подземных трубопроводов предусматривается применение индикатора коррозионных процессов серии ИКП.

Контрольно-измерительные пункты устанавливаются в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

Подключение установок протекторной защиты (УПЗ) к газопроводу осуществляется кабелем марки ВВГнг(А) сечением 2х6 мм. кв. через контрольно-измерительные пункты со встроенным блоком совместной защиты типа БСЗ.

Присоединение всех кабельных выводов непосредственно к трубопроводам осуществляется конденсаторной сваркой с использованием клеммы ЭХЗ-КТС и установки контактной точечной сварки ЭХЗ-КТС. Изоляция мест присоединений кабеля к трубам осуществляется термоусаживаемыми лентами с наполнителем.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

## 7 Перечень мероприятий по энергосбережению

Для предотвращения тепловых потерь и замерзания транспортируемого продукта настоящим проектом предусмотрена тепловая изоляция всех надземных участков проектируемых трубопроводов.

Для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрено применение маты из минеральной ваты прошивные теплоизоляционные.

В качестве покровного слоя предусмотрено использование тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,7 мм.

Для теплоизоляции запорной арматуры по трассам проектируемых трубопроводов предусмотрено применение быстросъемных термочехлов на основе минеральной ваты.

Для защиты внутренней части сварных стыков от коррозии проектом предусмотрено применение втулок подкладных биметаллических. Для изоляции наружной поверхности сварных стыков трубопровода предусмотрено применение термоусаживающихся манжет ТИАЛ-М80.

Теплоизоляция надземных участков трубопровода на узлах предусмотрена в трассовых условиях.

Теплоизоляция участка трубопровода между спейсерами при пересечении с р.Лысутейвис осуществляется до протаскивания рабочей трубы через трубу защитного кожуха. Теплоизоляция надземных участков трубопровода производится после установки сальникового уплотнения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	

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

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах определена в целом по строительству на основе физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин и транспортных средств с учетом принятых организационно-технологических схем строительства и приведена в таблице 42.

Таблица 42 - Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах

Машины и механизмы	Марка	Количество
Трелевочный трактор	ТТ-4М	1
Корчеватель-собираатель	на тракторе Т-100	1
Экскаватор	ЕТ-14; ковш 0,65 м <sup>3</sup>	1
Бульдозер	Т-9.01Я	1
Бульдозер болотной модификации	Б10Б.2121-2В4; 130 кВт	1
Автомобильный кран	КС-35714-2; груз. 17 т	1
Трубоукладчик	ТР12.22.01, на базе трактора Т10МБ.0121-5; 132 (180) кВт(л.с.)	4
Сваебойная установка	СП-49 на базе трактора Т-130БГ-1	1
Бурильно-крановая машина	БМ-811; на базе УРАЛ 4320	1
Агрегат сварочный	АДД-2х2502	2
Передвижная электростанция	АД40С-Т400-Р	1
Вибротрамбовки	ТСС ВТ-80Х; 4,0(5,5) кВт(л.с.)	1
Парогенератор мобильный	МНТ 700, 350 кг/час.	1
Тягач прицепа тяжеловоза	МЗКТ-7429; 346(470); кВт(л.с.)	1
Прицеп-тяжеловоз	ЧМЗАП-9990; груз. 60 т	1
Седельный тягач	КАМАЗ-65116; 191(260) кВт(л.с.)	1
Бортовой полуприцеп	НЕФАЗ 93341-0310230-07	1
Автомобиль бортовой	КАМАЗ-43118; груз. 11,2 т; 221 (300) кВт(л.с.)	2

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т

Лист  
44

Продолжение таблицы 42

Машины и механизмы	Марка	Количество
Автомобиль самосвал	КАМАЗ-65115; 219 кВт, груз . 10 м3	2
Дизельная компрессорная станция	ЗИФ-ПВ-6/0,7	1
Топливозаправщик	АТЗ-10; на базе УРАЛ 4320-1912-40	2
Авторемонтная мастерская	МТО-АТ-М1 на базе УРАЛ 4320-10	1
Сигнализатор горючих газов и паров	СГГ-4М	1
Установка для продавливания	УБПТ-400-Д-70-7	1
Разъемный электрический труборез для безогневой резки труб	ТР-530; 2,0 кВт	1
Автоцистерна	Урал ОТА-6,2 на шасси Урал-5557	2
Лаборатория контроля качества трубопроводов	на базе УРАЛ 4320-40	1
Агрегат наполнительно-опрессовочный	АНО-161; давление 130 кгс/см2	1
Компрессорная установка	СД-9-101М; шасси КАМАЗ-43118	1
Вахтовая автомашина	ГАЗ-3308	1
Примечание - Наименование и количество основных строительных машин, механизмов и транспортных средств уточняется при разработке проектов производства работ в соответствии с номенклатурой имеющейся техники подрядной и субподрядных организаций		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	

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

Эксплуатация и техническое обслуживание проектируемых трубопроводов будут осуществляться персоналом, обслуживающим транспортную сеть существующего промысла. Дополнительного персонала для обслуживания трубопроводов не требуется.

Обслуживание проектируемых трубопроводов должно производиться в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в соответствии с технологическими регламентами, производственными инструкциями.

При эксплуатации трубопроводов должна быть обеспечена их работоспособность на проектном уровне путем своевременного проведения мероприятий планового технического обслуживания и ремонта согласно утвержденному регламенту работ.

На подразделение, обслуживающее трубопроводы, возлагаются следующие обязанности:  
 периодический осмотр трубопроводов и их сооружений;  
 техническое обслуживание и текущий ремонт трубопроводов, а также ликвидация отказов;

контроль над состоянием переходов через искусственные и естественные препятствия;  
 содержание трасс и охранной зоны трубопроводов в состоянии, соответствующим требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в соответствии с технологическими регламентами, производственными инструкциями;

осуществление мероприятий по подготовке трубопроводов к работе в осенне-зимний период и к весеннему паводку;

проведение в установленные графиком сроки учебно-тренировочных занятий с целью проверки готовности технического персонала к выполнению работ по ликвидации возможных аварий.

Работники, выполняющие техническое обслуживание и ремонт трубопроводов, обязаны знать трассы, технологические схемы сооружений, устройство и работу арматуры, находящейся на обслуживаемых трубопроводах.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т



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

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

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

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

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

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

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

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

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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
								47
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т

Внеочередная проверка знаний у рабочих проводится:

при изменении производственного (технологического) процесса, внедрении нового вида оборудования и механизмов;

при введении в действие новых правил и норм безопасности, инструкций по безопасному ведению работ;

в случае выявления нарушений требований правил безопасности и инструкций, которые могли привести или привели к травме или аварии;

по приказу или распоряжению руководства предприятия, по указанию вышестоящих органов;

по требованию органов государственного надзора и технических инспекторов труда профсоюзов в случае обнаружения недостаточных знаний;

при переводе на другую работу или перерыве в работе более 6 месяцев.

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

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

б) инструктажи на рабочем месте:

первичный для рабочих и мастеров с практическим обучением - перед допуском к самостоятельной работе или при переводе с одной работы на другую;

периодический (повторный) проводится руководителем работ непосредственно на рабочем месте для рабочих по программе первичного инструктажа не реже чем через полгода, а для профессий с повышенными требованиями безопасности - через 3 месяца, для ИТР - не реже чем через 2 года;

внеочередной (внеплановой), вызванный производственной необходимостью - при изменении производственного процесса, замене одного вида оборудования на другой и в подобных случаях, когда изменяются условия труда;

если на участке произошел несчастный случай или отказ;

при необходимости доведения до сведения работающих дополнительных требований, вызванных введением новых правил и инструкций по безопасному ведению работ;

если выявлены случаи нарушения правил и инструкций, производственной дисциплины независимо от принятых мер воздействия;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

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

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

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								50
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т		

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

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

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

### **11.1 Объем контроля и автоматизации**

Объем контроля и автоматизации, предусматриваемый данным проектом выполнен в соответствии с СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015, графически представлен на чертеже 27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г2, план расположения оборудования представлен на чертежах 27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г15 - 27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г18.

Объектами автоматизации и телемеханизации являются:

- камера пуска ОУ;
- камера приема/пуска ОУ;
- узел береговой задвижки (правый берег);
- узел береговой задвижки (левый берег);
- узел охранной запорной арматуры;
- емкость дренажная  $V=5 \text{ м}^3$  (2 шт.);
- камера приема ОУ;
- КТП – М (2 шт.).

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					<b>27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т</b>	Лист
						51		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

### Камера пуска ОУ

Проектом предусматривается:

- контроль загазованности на площадке камеры пуска ОУ. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и дозрывных концентрации (ПДК H<sub>2</sub>S; ДВК CH<sub>4</sub>) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК и ДВК (5, 10 мг/м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S; 20%, 50% НКПР CH<sub>4</sub>). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации.

### Камера приема/пуска ОУ

Проектом предусматривается:

- контроль загазованности на площадке камеры приема ОУ. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и дозрывных концентраций (ПДК H<sub>2</sub>S; ДВК CH<sub>4</sub>) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S; 20%, 50% НКПР CH<sub>4</sub>). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации.

### Узел береговой задвижки (правый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до задвижки;
- дистанционный контроль давления в защитном кожухе;
- сигнализация уровня в защитном кожухе;
- контроль загазованности на площадке береговой задвижки. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и дозрывных концентраций (ПДК H<sub>2</sub>S; ДВК CH<sub>4</sub>) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S; 20%, 50% НКПР CH<sub>4</sub>). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

Узел береговой задвижки (левый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до и после задвижки;
- контроль загазованности на площадке береговой задвижки. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и до взрывных концентраций (ПДК H<sub>2</sub>S; ДВК CH<sub>4</sub>) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S; 20%, 50% НКПР CH<sub>4</sub>). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации;
- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;
- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

Узел охранной запорной арматуры

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления после задвижки;
- контроль загазованности на площадке дренажной емкости. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и до взрывных концентраций (ПДК H<sub>2</sub>S; ДВК CH<sub>4</sub>) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S; 20%, 50% НКПР CH<sub>4</sub>). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации;
- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае аварии, пожара на УПН, а также в случае

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т					53
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

внештатных ситуаций технологического процесса УПН; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;

- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

#### Камера приема ОУ

Проектом предусматривается:

- контроль загазованности на площадке камеры приема ОУ. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и до взрывных концентраций (ПДК H<sub>2</sub>S; ДВК CH<sub>4</sub>) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S; 20%, 50% НКПР CH<sub>4</sub>). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации.

#### Дренажная емкость (2 шт.)

Проектом предусматривается:

- сигнализация верхнего уровня в емкости;
- контроль загазованности на площадке дренажной емкости. Предусмотрена установка датчиков предельно допустимых концентраций вредных веществ и до взрывных концентраций (ПДК H<sub>2</sub>S; ДВК CH<sub>4</sub>) на высоте 0,5 м и 0,8 м от земли;
- аварийная и предупреждающая звуковая и световая сигнализация ПДК (5, 10 мг/м<sup>3</sup> H<sub>2</sub>S; 20%, 50% НКПР CH<sub>4</sub>). Предусматривается по месту установки датчиков загазованности с дополнительным вынесением сигнала о загазованности на диспетчерский пункт;
- опробование звуковой и световой сигнализации.

#### КТП – М (2 шт.)

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

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

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
								27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т		54
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.			



## 11.2 Телемеханизация нефтесборного коллектора

Система производит съём информации с цифровых, аналоговых, частотных датчиков, передает информацию на сервер системы, передает на объекты команды контроля и управления, организует локальное управление оборудованием на объектах, формирует отчеты. В состав системы, кроме контроллеров, входит программное обеспечение, реализующее получение, передачу, обработку и отображение информации.

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется системой телемеханики на базе логических контроллеров.

Для площадок узла береговой задвижки (правый берег), узла береговой задвижки (левый берег), камеры приема ОУ, узла охранного крана, камеры пуска ОУ, камеры приема/пуска ОУ система телемеханики разработана в томе 27-04-2НИПИ/2022-1-ТКР1.

Структурная схема системы АСУ ТП представлена на чертеже 27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г19.

Система АСУ ТП построена по трехуровневому иерархическому принципу:

- нижний (полевой) уровень: датчики-преобразователи физических величин (полевое оборудование КИПиА), датчики сигнализации состояния оборудования, исполнительные механизмы, аппаратура местного управления (электроприводные задвижки);
- средний уровень – шкаф СУ ТМ, в состав которого входит программируемый логический контроллер, элементы автоматики, коммутации и защиты;
- верхний уровень - уровень автоматизированного оперативного управления (сервер, рабочие станции, базовое и сервисное программное обеспечение).

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

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

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

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

ЗРА позволяет управлять технологическим процессом.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

Система функционирует автономно, без участия человека.

Функции среднего уровня реализованы контроллерным оборудованием и специализированным программным обеспечением.

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

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

Шкафы СУ ТМ по заказу 27-04-2НИПИ/2022-1 представляет из себя электротехнический металлический шкаф со степенью защиты IP65, в котором установлен ПЛК с набором унифицированных модулей сопряжения с датчиками и приборами.

Шкаф СУ ТМ состоит из:

1) ПЛК:

- ЦПУ;
- модули дискретного ввода/вывода;
- модули аналогового ввода;

2) Дополнительное оборудование:

- барьеры искрозащиты;
- источник бесперебойного питания с АКБ;
- автоматические выключатели, промежуточные реле, лампы, переключатели, кнопки;
- источник питания полевого оборудования 24В.

Передача информации от СУ ТМ в диспетчерский пункт осуществляется по средствам комплекса технических средств системы передачи данных на базе системы широкополосного беспроводного доступа установленного в шкафу ТМ.

Подключение к оборудованию сетей связи выполнено по сети Ethernet TCP/IP.

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т					56
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

На верхнем уровне система управления выполняет следующие функции:

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

Верхний уровень представлен серверным шкафом и АРМом оператора.

Сервер системы и АРМ диспетчера размещены в помещении диспетчерского инженерного пункта АБК УПН "Ламбейшор".

*Решения по информационному обеспечению*

Информационное обеспечение существующей системы телемеханики Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения включает в себя возможность интеграции проектируемых площадок.

*Решения по математическому обеспечению*

Решение по математическому обеспечению разработаны в рамках существующей системы телемеханики Восточно-Ламбейшорского нефтяного месторождения.

Обмен информации между СУ ТМ и диспетчерским пунктом осуществляется по средствам сетей связи. Для площадок узла береговой задвижки (правый берег), узла береговой задвижки (левый берег), камеры приема ОУ, камеры пуска ОУ и узла охранной задвижки организация канала связи предусматривается по заказу 27-04-НИПИ/2021-1.

Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 43.

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

						27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
							57
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 43 – Объем информации передаваемой с площадок в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
<u>КАМЕРА ПУСКА ОУ</u>			
1,2 порог (авария) загазованности H <sub>2</sub> S (обобщенный сигнал)	-	x	-
1,2 порог (авария) загазованности CH <sub>4</sub> (обобщенный сигнал)	-	x	-
Загазованность на площадке камеры пуска ОУ (H <sub>2</sub> S, CH <sub>4</sub> )	x	-	-
<u>ПЛОЩАДКА ДРЕНАЖНОЙ ЕМКОСТИ</u>			
Сигнализация уровня в дренажной емкости	-	x	-
Пожар (площадка дренажной емкости)	-	x	-
<u>КАМЕРА ПРИЕМА/ПУСКА ОУ</u>			
1,2 порог (авария) загазованности H <sub>2</sub> S (обобщенный сигнал)	-	x	-
1,2 порог (авария) загазованности CH <sub>4</sub> (обобщенный сигнал)	-	x	-
Загазованность на площадке камеры приема/пуска ОУ (H <sub>2</sub> S, CH <sub>4</sub> )	x	-	-
<u>ПЛОЩАДКА ДРЕНАЖНОЙ ЕМКОСТИ</u>			
Сигнализация уровня в дренажной емкости	-	x	-
Пожар (площадка дренажной емкости)	-	x	-
<u>УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАДВИЖКИ (правый берег)</u>			
Давление линейное	x	x	-
Давление в защитном кожухе	-	x	-
Уровень в защитном кожухе	-	x	-
Загазованность на узле береговой задвижки (H <sub>2</sub> S, CH <sub>4</sub> )	x	-	-
1,2 порог (авария) загазованности H <sub>2</sub> S (обобщенный сигнал)	-	x	-
1,2 порог (авария) загазованности CH <sub>4</sub> (обобщенный сигнал)	-	x	-
Опробование сигнализации загазованности	-	x	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть; открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x
<u>УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАДВИЖКИ (левый берег)</u>			
Давление линейное	x	x	-
Загазованность на узле береговой задвижки (H <sub>2</sub> S, CH <sub>4</sub> )	x	-	-

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т

Лист

58

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
1,2 порог (авария) загазованности H <sub>2</sub> S (обобщенный сигнал)	-	x	-
1,2 порог (авария) загазованности CH <sub>4</sub> (обобщенный сигнал)	-	x	-
Опробование сигнализации загазованности	-	x	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть;открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x
<b><u>УЗЕЛ ОХРАННОЙ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ</u></b>			
Давление линейное	x	x	-
Загазованность на узле охранной запорной арматуры (H <sub>2</sub> S, CH <sub>4</sub> )	x	-	-
1,2 порог (авария) загазованности H <sub>2</sub> S (обобщенный сигнал)	-	x	-
1,2 порог (авария) загазованности CH <sub>4</sub> (обобщенный сигнал)	-	x	-
Опробование сигнализации загазованности	-	x	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть;открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x
<b><u>КАМЕРА ПРИЕМА ОУ</u></b>			
1,2 порог (авария) загазованности H <sub>2</sub> S (обобщенный сигнал)	-	x	-
1,2 порог (авария) загазованности CH <sub>4</sub> (обобщенный сигнал)	-	x	-
Загазованность на площадке камеры приема ОУ (H <sub>2</sub> S, CH <sub>4</sub> )	x	-	-
<b><u>КТП –М (2 шт.)</u></b>			
Напряжение по фазе А, В, С	x	-	-
Ток фазы А, В, С	x	-	-
Расход эл. энергии	x	-	-

### 11.3 Технические средства автоматизации

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

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

– для дистанционного измерения давления датчик избыточного давления АИР-10Н (1ExdПСТ5Х, IP66) производства ООО НПП «Элемер» Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т						59
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

– для контроля уровня жидкости датчик уровня ПМП-052 (Ga/Gb Ex db IIB T3, IP66) производство ЗАО НПО «Сенсор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для контроля загазованности и контроля паров углеводородов и метана предусматриваются датчик-газоанализатор стационарный ДГС ЭРИС-210 (1Exd[ia]IICT6, IP67) производства ГК «ЭРИС», Россия;

– пост аварийной сигнализации ПАСВ1 (2ExedmIICT5, IP66) производства ОАО «ВЭЛАН», Россия.

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

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

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

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

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

Для кабельных линий, прокладываемых во взрывоопасных зонах, предусматривается кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем КУВЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS (или аналогичный) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий, прокладываемых

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

						27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
							60
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

вне взрывоопасных зон, предусматривается кабель КВВГЭнг(А)-LS-ХЛ, МКЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS (или аналогичные) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм<sup>2</sup>. При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП 77.13330.2016.

В соответствии с требованиями СП 76.13330.2011, ПУЭ проходы кабелей через стены и перекрытия предусматриваются с использованием специализированных кабельных проходок СПО-Э, противопожарных подушек ППВ и противопожарных уплотнителей ППУ, огнезащитной мастики МГКП. Предел огнестойкости проходок и материалов предусматривается не ниже предела огнестойкости конструкций. Заделки с использование вышеперечисленных средств допускают замену и дополнительную прокладку новых проводов и кабелей.

Высота прокладки кабельных трасс по эстакаде в соответствии с СП 18.13330.2010, ПУЭ принята 5 м до проезжей части для переходов через дороги. Для кабельной эстакады и галереи в непроезжей части территории промышленного предприятия высота прокладки кабельной трассы не менее 2,5 м от планировочной отметки земли.

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

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

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

						27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
							61
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» разработан и реализован комплекс мер по обеспечению защиты опасного производственного объекта и противодействию к возможным террористическим актам.

Заключен договор на осуществление охраны опасных производственных объектов с охранным предприятием ООО Агентство «ЛУКОМ-А Север».

Разработан и осуществляется план по обучению и подготовки персонала к пресечению террористической деятельности и обеспечению устойчивой работы опасного производственного объекта.

Издан приказ по Обществу «О защите от возможных террористических актов», о назначении ответственных руководителей структурных подразделений за организацию и проведению проверок защищенности объекта.

Определен порядок взаимодействия с городской/окружной администрацией, ФСБ, милицией, МЧС, медицинскими учреждениями в критических ситуациях.

С целью предотвращения возможных террористических актов выполняются следующие мероприятия:

проводятся периодические корректировки планов эвакуации работников нефтепромыслов с территории опасного производственного объекта;

отрабатываются действия работников нефтепромысла на случай обнаружения подозрительных предметов, проводятся практические занятия с руководящим составом по вопросам повышения бдительности на объектах нефтедобычи и порядке действий в случае возникновения ЧС с последующим инструктированием всех работников на местах.

С целью предотвращения возможных террористических актов выполняются следующие мероприятия:

проводятся периодические корректировки планов эвакуации работников нефтепромыслов из административно-бытовых помещений;

отрабатываются действия работников нефтепромысла на случай обнаружения подозрительных предметов, проводятся практические занятия с руководящим составом по вопросам повышения бдительности на объектах нефтедобычи и порядке действий в случае возникновения ЧС с последующим инструктированием всех работников на местах;

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

						27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист 62
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		



проводятся периодические профилактические осмотры административных зданий, бытовых помещений, объектов социально-бытового назначения в вахтовых пунктах совместно с сотрудниками территориальных отделов внутренних дел;

проводятся дополнительные инструктажи бригад обслуживания, осуществляющих периодический осмотр трасс промысловых нефтепроводов.

Территории опасных производственных объектах (площадки дожимных насосных станций, пункты сбора нефти, компрессорные станции т.д.) имеют периметральное ограждения, препятствующие несанкционированному проникновению на территорию посторонних лиц.

При въездах на территорию производственных объектов, а также на наиболее важных объектах внутри нефтепромыслов установлены посты, оборудованные специальными средствами охраны. Круглосуточно на всех нефтяных месторождениях охранную деятельность осуществляют передвижные (мобильные) посты ООО Агентство «ЛУКОМ-А-Север».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т			

### 13 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях

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

В целях недопущения влияния процессов пучения при прокладке в пучинистых грунтах в зоне сезонного промерзания проектом предусмотрена подсыпка из мягких грунтов толщиной не менее 20 см над выступами дна траншеи и присыпка трубопроводов мягким грунтом на толщину 20 см.

Некоторые участки трасс проектируемых трубопроводов проходят по заболоченной территории. Для проверки необходимости балластировки трубопроводов был произведен расчет на устойчивость против всплытия. По результатам расчета для трубопровода Ду500 предусмотрена балластировка утяжелителями контейнерного типа КТ-500 через каждые 8,0 м.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	

## Библиография

- |    |                                 |   |
|----|---------------------------------|---|
| 1  | 116-ФЗ от 21.07.1997            | О промышленной безопасности опасных производственных объектов   |
| 2  | 184-ФЗ от 27.12.2002            | О техническом регулировании   |
| 3  | 384-ФЗ от 30.12.2009            | Технический регламент о безопасности зданий и сооружений  |
| 4  | 123-ФЗ от 22.07.2008            | Технический регламент о требованиях пожарной безопасности   |
| 5  | Приказ №533 от 15.12.2020       | Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» |
| 6  | Постановление №87 от 16.02.2008 | Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию   |
| 7  | ГОСТ Р 51164-98                 | Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии  |
| 8  | ГОСТ Р 21.101-2020              | Основные требования к проектной и рабочей документации  |
| 9  | ГОСТ Р 55990-2014               | Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования  |
| 10 | ГОСТ 2.105-95                   | Общие требования к текстовым документам   |
| 11 | ГОСТ 7512-82                    | Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод  |
| 12 | ГОСТ 23740-2016                 | Грунты. Методы лабораторного определения содержания органических веществ  |
| 13 | ГОСТ 25100-2020                 | Грунты. Классификация   |
| 14 | ГОСТ 9.602-2016                 | Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии   |
| 15 | ГОСТ 27751-2014                 | Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения   |
| 16 | ГОСТ 15150-69                   | Машины, приборы и другие технические изделия  |

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
							65
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

- |    |                  |  |
|----|------------------|--|
| 17 | ГОСТ 12.4.009-83 | Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание                  |
| 18 | ГОСТ 23118-2019  | Конструкции стальные строительные. Общие технические условия   |
| 19 | ГОСТ 2.106-96    | Единая система конструкторской документации. Текстовые документы   |
| 20 | ГОСТ 2.301-86    | Единая система конструкторской документации. Форматы   |
| 21 | ГОСТ 10434-82    | Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования   |
| 22 | ГОСТ 32569-2013  | Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах |
| 23 | СП 11-105-97     | Инженерно-геологические изыскания для строительства  |
| 24 | СП 50-102-2003   | Проектирование и устройство свайных фундаментов  |
| 25 | СП 53-101-98     | Изготовление и контроль качества стальных строительных конструкций   |
| 26 | СП 14.13330.2018 | Строительство в сейсмических районах   |
| 27 | СП 16.13330.2017 | Стальные конструкции<br>(Актуализированная версия СНиП II-23-81*)  |
| 28 | СП 20.13330.2016 | Нагрузки и воздействия.<br>(Актуализированная версия СНиП 2.01.07-85*)   |
| 29 | СП 24.13330.2011 | Свайные фундаменты<br>(Актуализированная редакция СНиП 2.02.03-85)   |
| 30 | СП 28.13330.2017 | Защита строительных конструкций от коррозии<br>(Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85)  |
| 31 | СП 45.13330.2017 | Земляные сооружения, основания и фундаменты<br>(Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87)  |
| 32 | СП 36.13330.2012 | Магистральные трубопроводы   |

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т	Лист
							66
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

33	СП 50.13330.2012	Тепловая защита зданий
34	СП 115.13330.2016	Геофизика опасных природных воздействий
35	СП 284.1325800.2016	Трубопроводы промышленные для нефти и газа. правила проектирования и производства работ
36	СНиП 12-03-2001	Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования
37	СНиП 12-04-2002	Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство
38	ВСН 005-88	Строительство промышленных стальных трубопроводов. Технология и организация
39	ВСН 009-88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты
40	ВСН 011-88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание
41	ВСН 015-89	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Линии связи и электропередачи
42	ГОСТ 31565-2012	Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности
43	ППБО-85	Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности
44	ПУЭ	Правила устройства электроустановок
45	СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015	Автоматизированные системы управления технологическими процессами и производством. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа.
46	ТУ-газ-86	Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов
47	СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015	Автоматизированные системы управления технологическими процессами и производством. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа.
48	СТО Газпром 2-2.2-136-2007	Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть 1
49	РД 34.21.122-87	Инструкция по устройству молниезащиты зданий и

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

		сооружений
50	СО 153-34.21.122-2003	Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций
51	Серия 08 вып.19	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
52	СП 423.1325800.2018	Электроустановки низковольтные зданий и сооружений. Правила проектирования во взрывоопасных зонах
53	СП 77.13330.2016	Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85
54	СП 76.13330.2016	Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85
55	СП 18.13330.2010	СНиП П-89-80* Генеральные планы промышленных предприятий (с Изменениями и дополнениями)
56	ГОСТ 22782.5-78*	ГОСТ 22782.5-78 (СТ СЭВ 3143-81) Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты "Искробезопасная электрическая цепь". Технические требования и методы испытаний (с Изменениями N 1, 2)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Ведомость документов графической части

Обозначение	Наименование	Примечание
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г2	Схема линейного объекта и схема автоматизации	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г3	Узел подключения от к.4. План. Разрез 1-1	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г4	Узел пуска СОД. План. Разрез 1-1. Рис.1	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г5	Узел подключения от к.7. План. Разрезы 1-1, 2-2. Рис.1	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г6	Узел подключения от к.2. План. Разрезы 1-1, 2-2. Рис.1, Рис.2	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г7	Узел береговой задвижки. План. Разрез 1-1. Рис.1	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г8	Охранный узел. План. Разрезы 1-1. Рис.1	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г9	Узел приема СОД. План. Разрез 1-1.	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г10	Дренажная емкость V=5 м <sup>3</sup> . План. Разрезы 1-1, 2-2	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г11	Конструкция подземного защитного кожуха Ду600. Общий вид. Разрез 1-1. Виды А, Б, В	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г12	Конструкция надземного защитного кожуха Ду600. Общий вид. Разрез 1-1. Виды А, Б, В	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г13	Опора под задвижку. Общий вид. Разрез 1-1. Ребро (поз. 3)	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г14	Опознавательный знак. Общий вид	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г15	План расположения приборов и средств автоматизации.	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г16	План расположения приборов и средств автоматизации. Узел береговой задвижки (правый берег)	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г17	План расположения приборов и средств автоматизации. Узел береговой задвижки (левый берег)	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г18	План расположения приборов и средств автоматизации. Камера приема ОУ	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г19	Структурная схема КТС АСУТП	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г20	Узел береговой задвижки ПК45+75,0. ЩР-1. Схема электрическая однолинейная	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г21	Узел береговой задвижки ПК51+34,0. ЩР-2. Схема электрическая однолинейная	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г22	КТП БКНС. Схема электрическая однолинейная	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г23	Узел пуска СОД на ПК0+36,8. КТП-М №1. Схема электрическая однолинейная	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г24	Узел подключения от к.2 на ПК35+82,7. КТП-М №2. Схема электрическая однолинейная	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г25	Узел береговой задвижки ПК45+75,0. План электроснабжения	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г26	Узел береговой задвижки ПК51+34,0. План электроснабжения	1 лист

Ведомость документов графической части

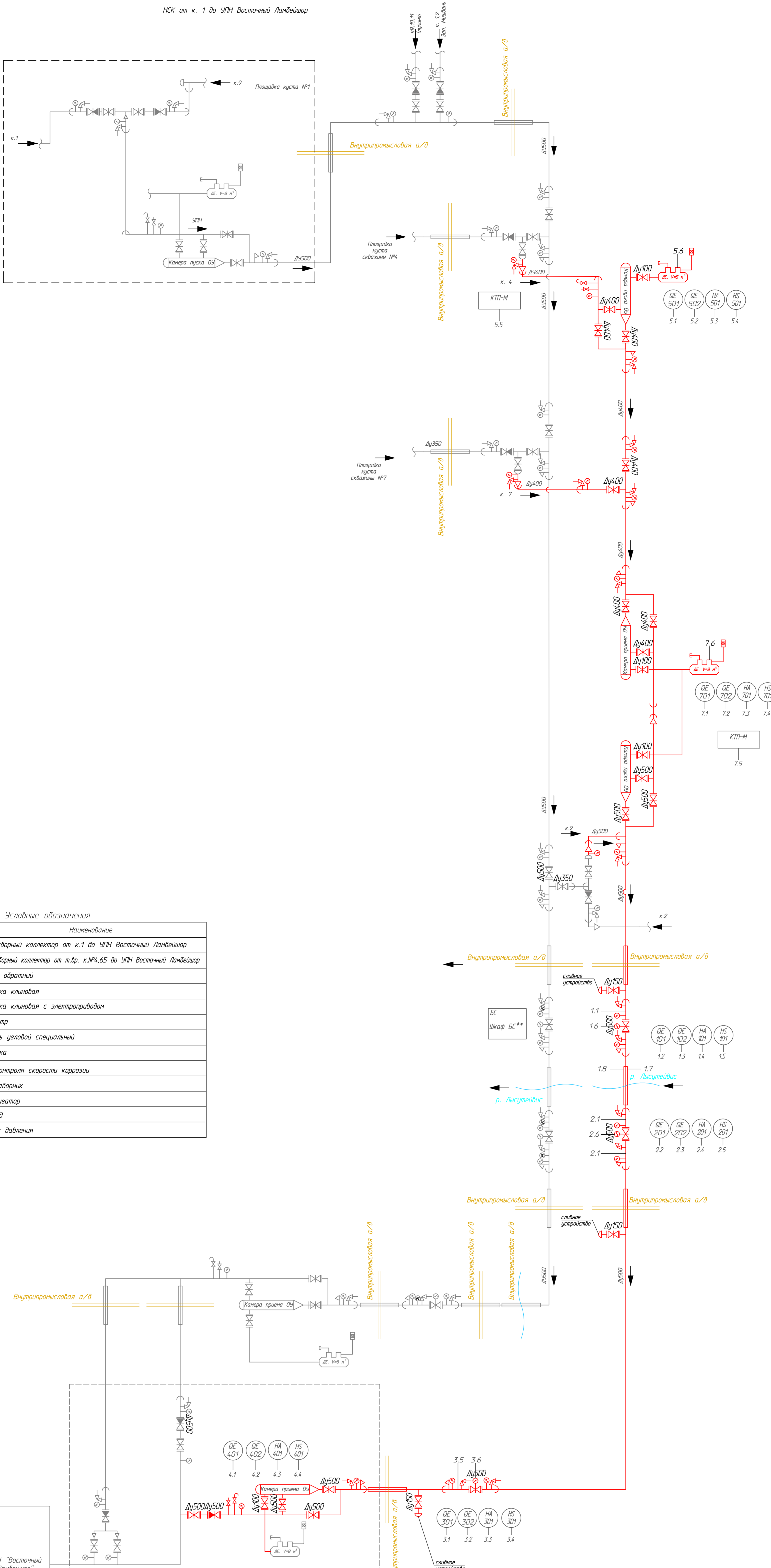
Обозначение	Наименование	Примечание
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г27	Узел охранной арматуры ПК74+74,0. План электроснабжения	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г28	Узел пуска СОД на ПК0+36,8. План электроснабжения	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г29	Узел подключения от к.2 на ПК35+82,7. План электроснабжения	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г30	Узел приема СОД на ПК75+73,1. План освещения	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г31	Узел береговой задвижки ПК45+75,0. План заземления	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г32	Узел береговой задвижки ПК51+34,0. План заземления	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г33	Узел охранной арматуры ПК74+74,0. План заземления	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г34	Узел приема СОД ПК75+73,1. План заземления	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г35	Узел подключения от к.7 ПК30+43,43. План заземления	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г36	Узел подключения от к.2 на ПК35+82,7. План заземления	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г37	Узел пуска СОД ПК0+36,8. План заземления	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г38	Узел пуска СОД на ПК0+36,8. План заземления КТП-М №1	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г39	Узел подключения от к.2 на ПК35+82,7. План заземления КТП-М №2	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г40	Узел пуска СОД ПК0+36,8. План молниезащиты	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г41	Узел подключения от к.2 на ПК35+82,7. План молниезащиты	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г42	Схема электроснабжения проектируемых объектов	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г43	Узел присоединения трубопровода к опоре трубопровода	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г44	Схема расположения средств ЭХЗ	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г45	Узел присоединения выводов ЭХЗ к трубопроводу	1 лист
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г46	Узел сливного устройства. План. Разрезы 1-1, 2-2	1 лист

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

<b>27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г1</b>					
"Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения". Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.	Миклина				10.23
Проверил	Новоселова				10.23
Н. контр.	Салдаева				10.23
				Стадия	Лист
				П	1
				Ведомость документов графической части	
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

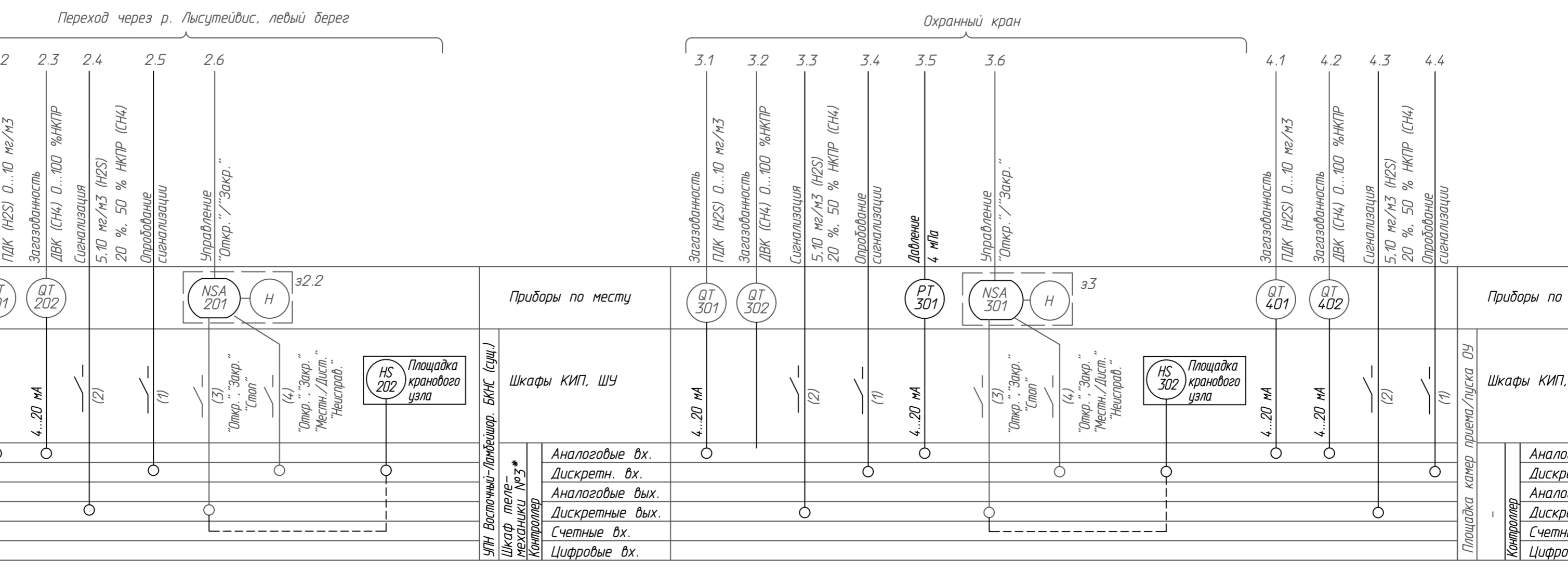
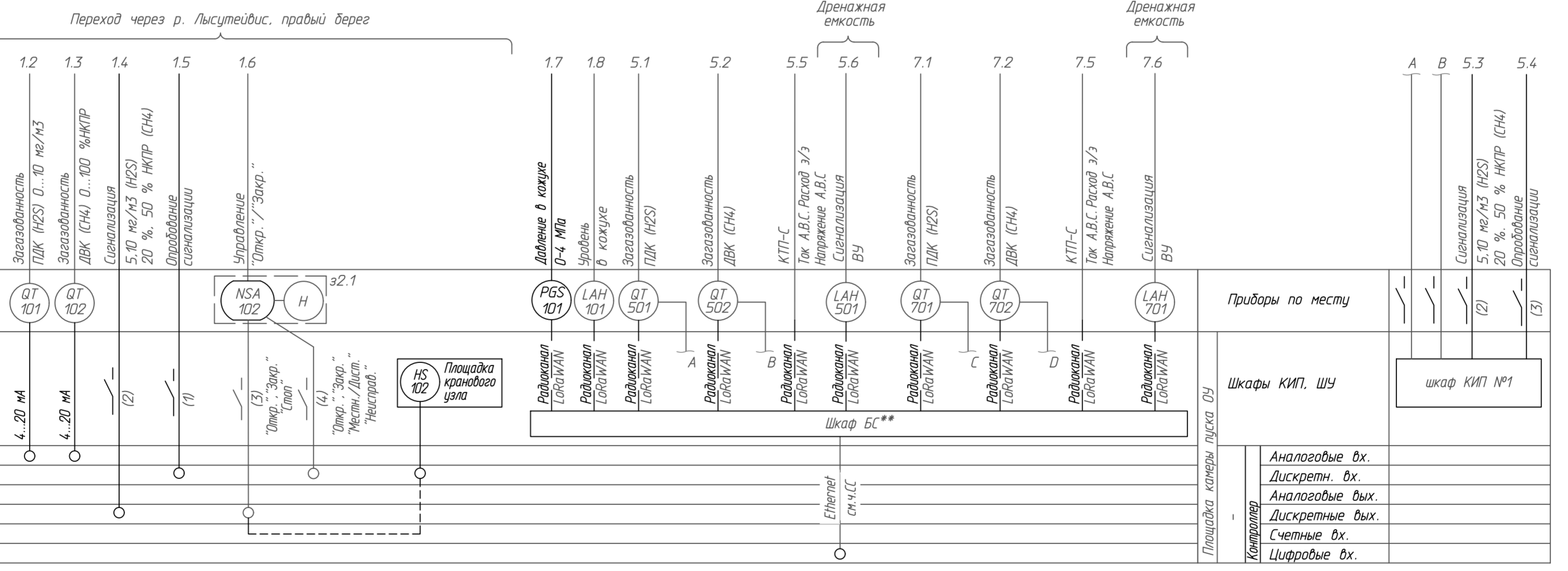
# Схема линейного объекта и схема автоматизации

НСК от к. 1 до УГН Восточный Ландейшор



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
—	Нефтепроводный коллектор от к.1 на УГН Восточный Ландейшор
—	Нефтепроводный коллектор от т.в.р. №4.65 до УГН Восточный Ландейшор
⊗	Клапан обратный
⊕	Задвижка клапанная
⊕	Задвижка клапанная с электроприводом
⊙	Манометр
⊕	Вентиль угловой специальный
⊕	Заглушка
⊕	Узел контроля скорости коррозии
⊕	Пробозабарник
⊕	Сигнализатор
⊕	Переход
⊕	Датчик давления



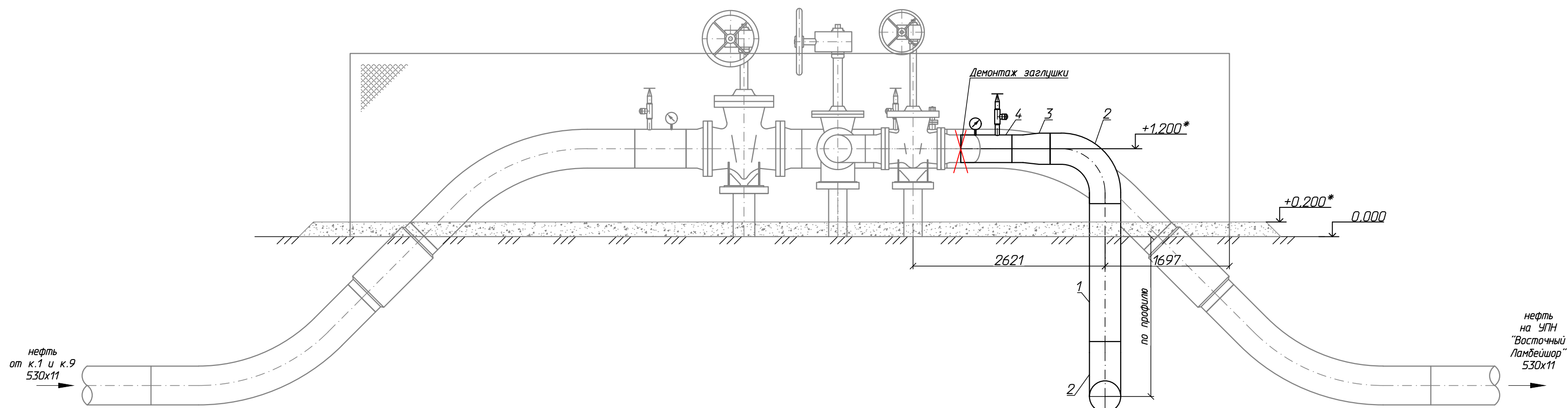
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г2					
Строительство и реконструкция нефтепроводного коллектора					
Восточно-Ландейшорского месторождения. Нефтепроводный коллектор					
от т. в. р. к. №4, 65 до УГН Восточный Ландейшор					
Им.	Качч.	Лист	УР	Вид	Дата
Разработ.	Хлоп	№	11	22	11.22
Проверил	Нобеслова				11.22
Н. контр.	Салгеева				11.22
Схема линейного объекта и схема автоматизации				Лист	1
				Страниц	1
				Лист	1

1. \*\* - учтено в томе 27-04-2НИПИ/2022-1-ТКР1.  
 2. \*\* - учтено в томе 27-04-2НИПИ/2022-1-ТКР4.  
 3. "К" - поставляется в комплекте с КТП-С.

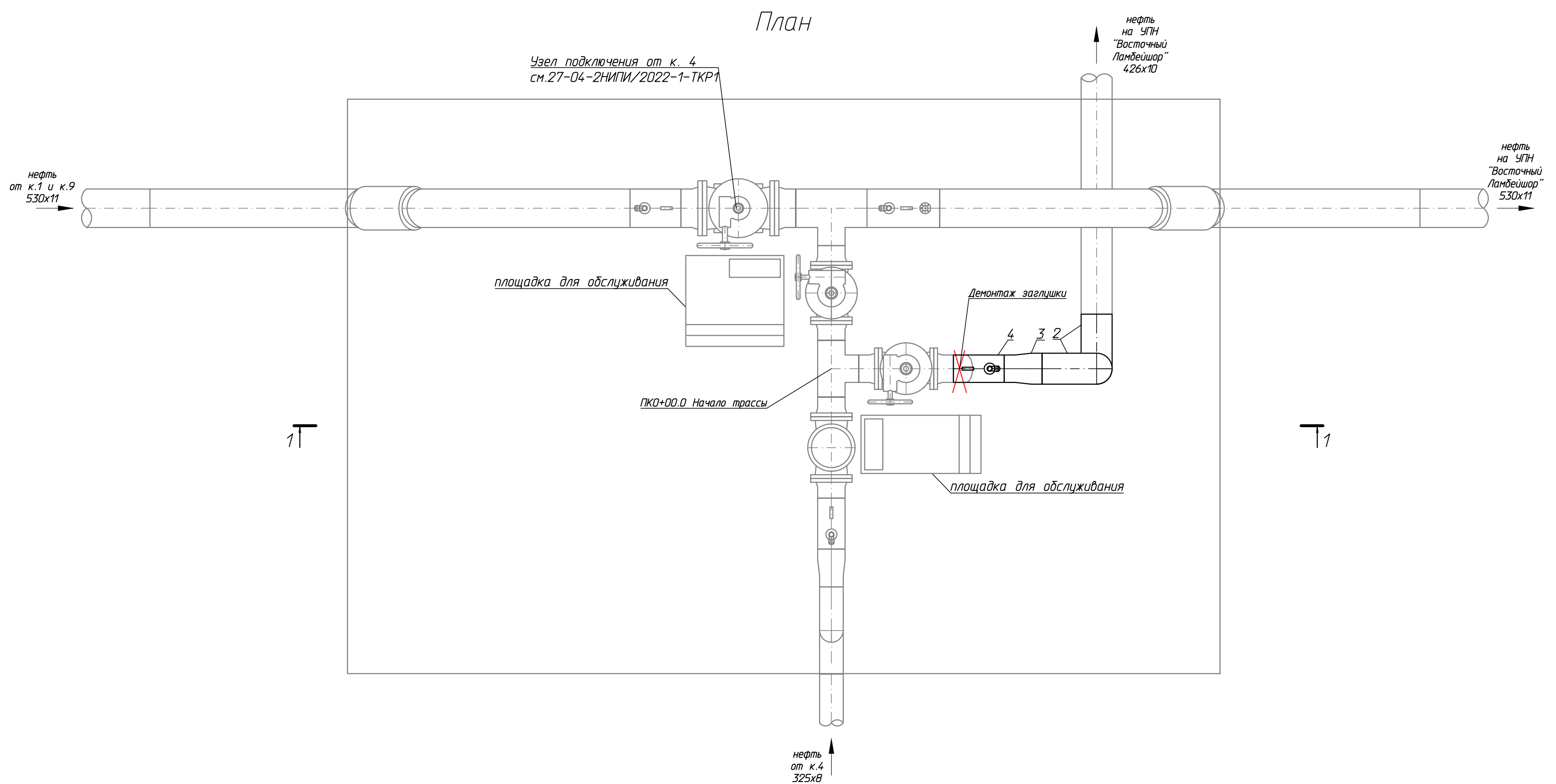


Узел подключения от к. 4

Разрез 1-1



План



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба бесшовная, повышенной коррозионной стойкости с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием 426x10-K48-52	3,0	102,6	
2		Детали стальные с приварными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием Отвод ОКШ 90°-426(10K48-52)-4,0-0,6-1,5DN-X1	2	127,8	вес с катушками
3		Переход ПШ 426(10K48-52)x 377(10K48-52)-4,0-0,6-X1	1	56,0	вес с катушками
4		Спецдеталь Дц.350, L=700 мм для установки ВУС и манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	79,8	

- Узел подключения от к.4 расположен на ПКО+00.0 нефтесборного коллектора от т.вр. к.№4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"
- Теплоизоляция условно не показана.
- Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной биметаллической втулки.
- Строительные конструкции опор под трубопровод и площадок представлены в части конструктивных решений 27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР2.
- \* - размер уточнить по месту.

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.ГЗ

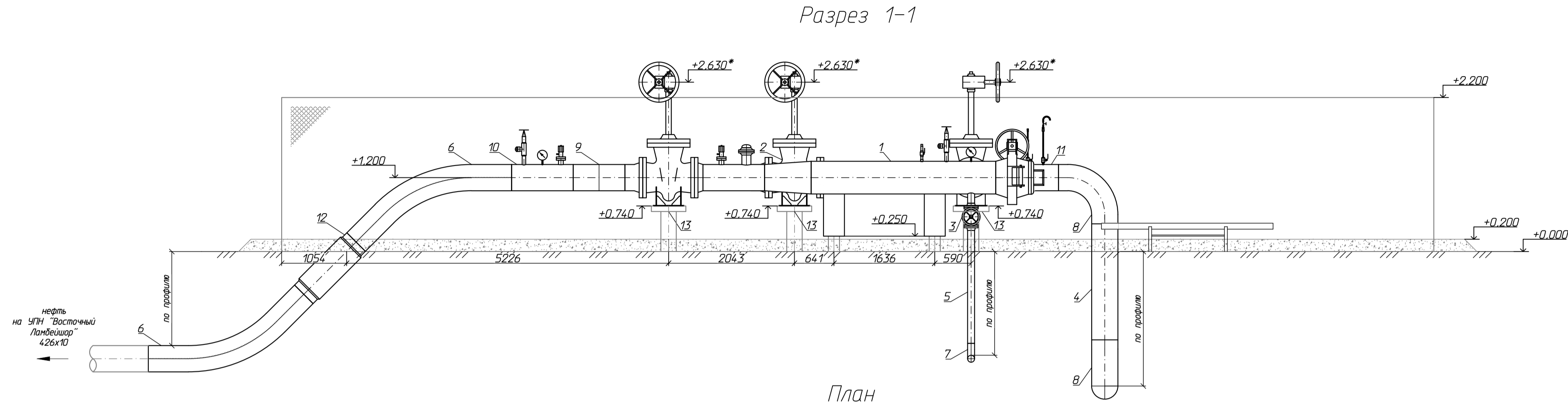
"Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения". Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор".

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Статус	Лист	Листов
Разработчик	Суркова	05.23				П	1	
Проверил	Новоселова	05.23						
Н. контр.	Салдаева	05.23						

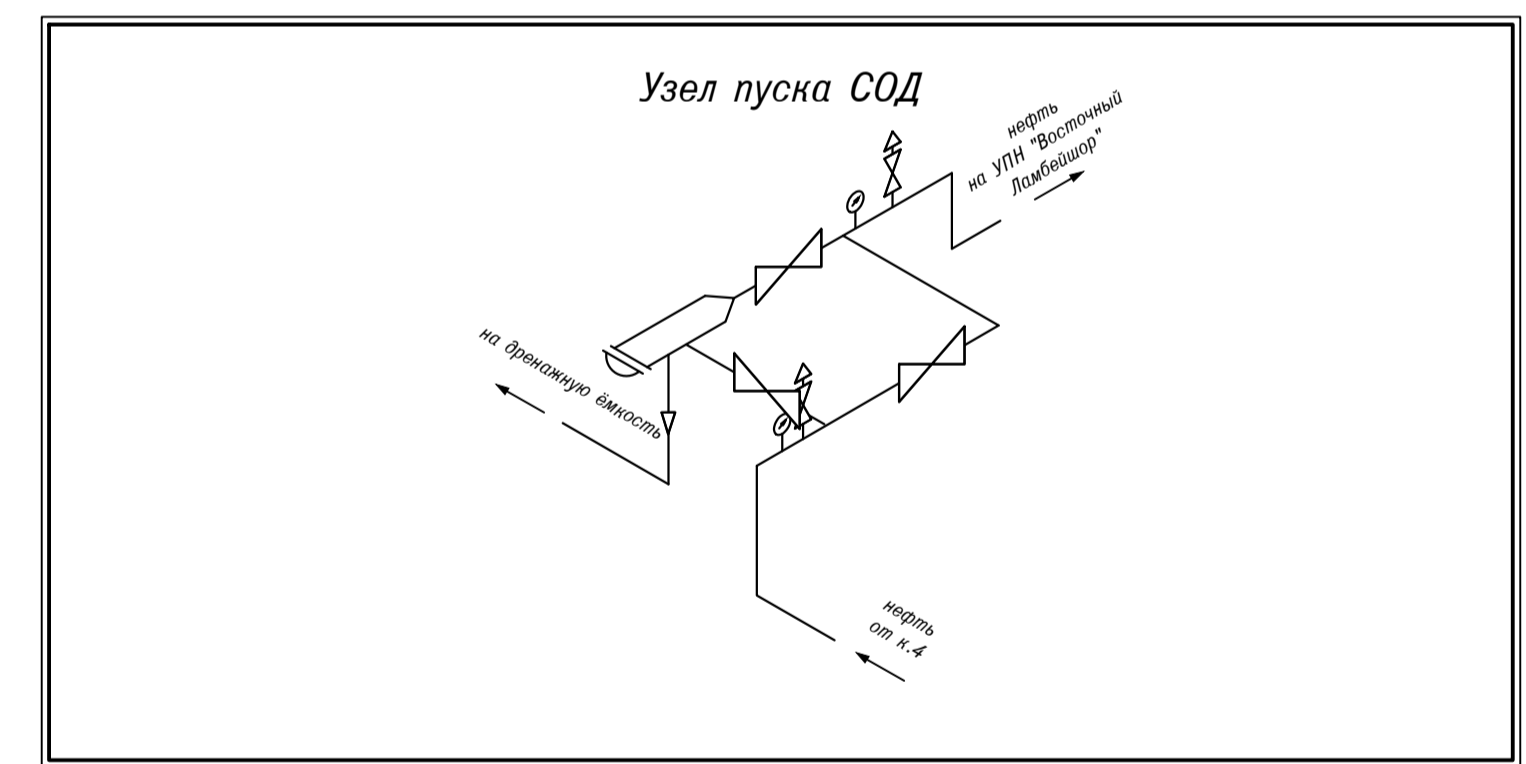
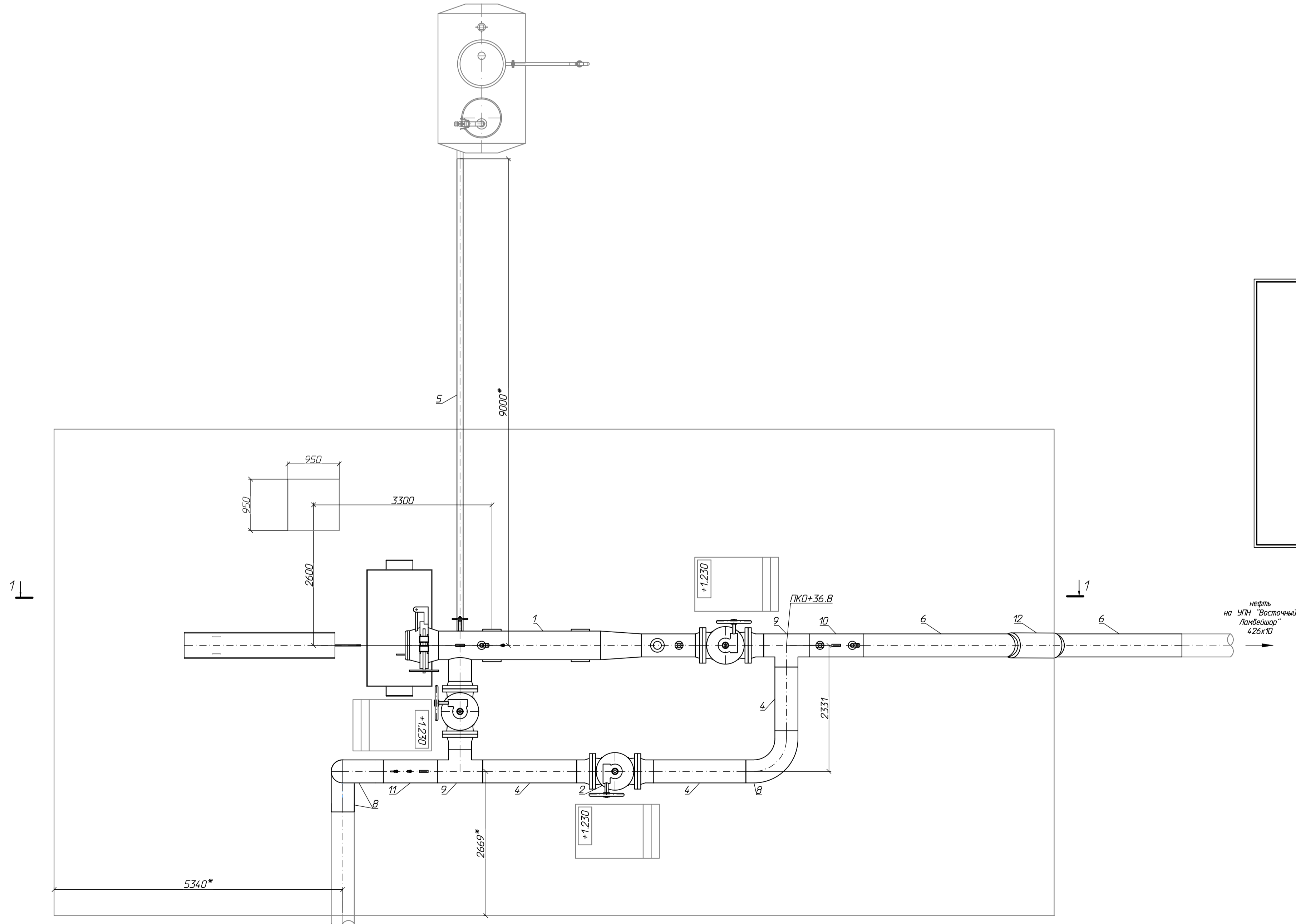
Узел подключения от к.4. План. Разрез 1-1. Рис.1

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Узел пуска СОД

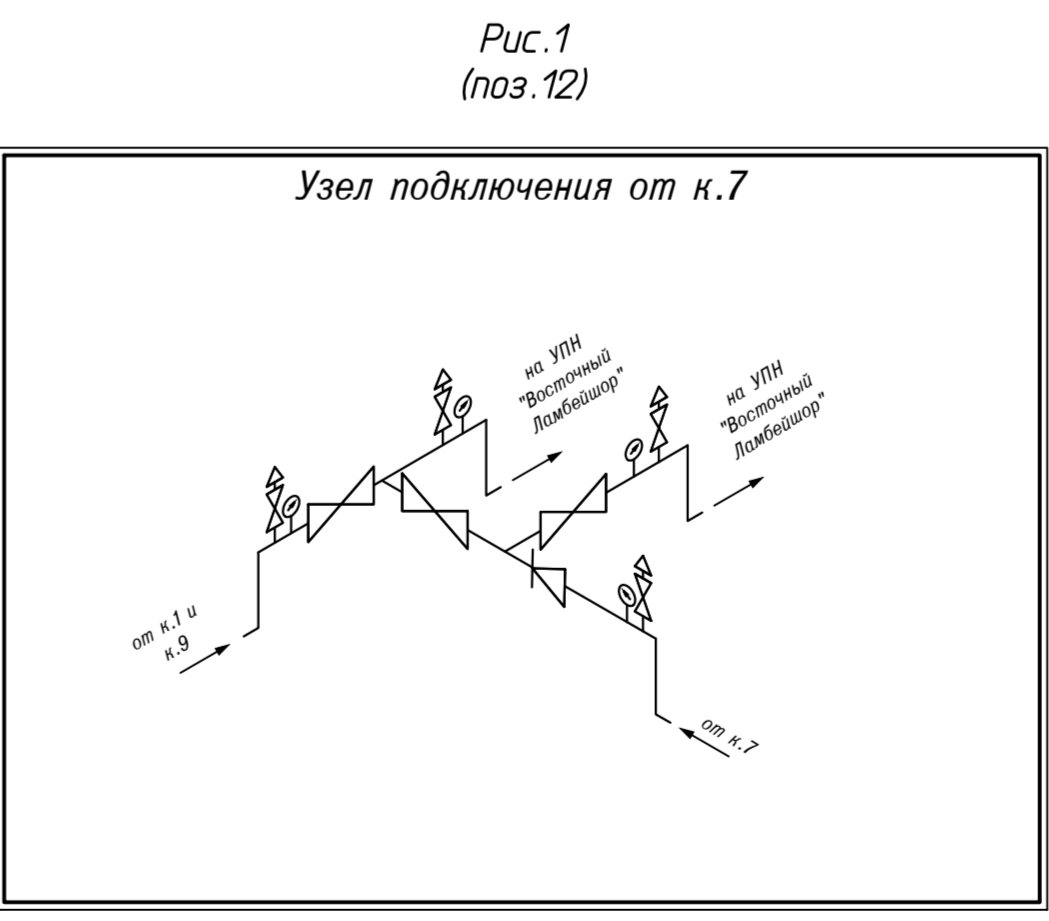
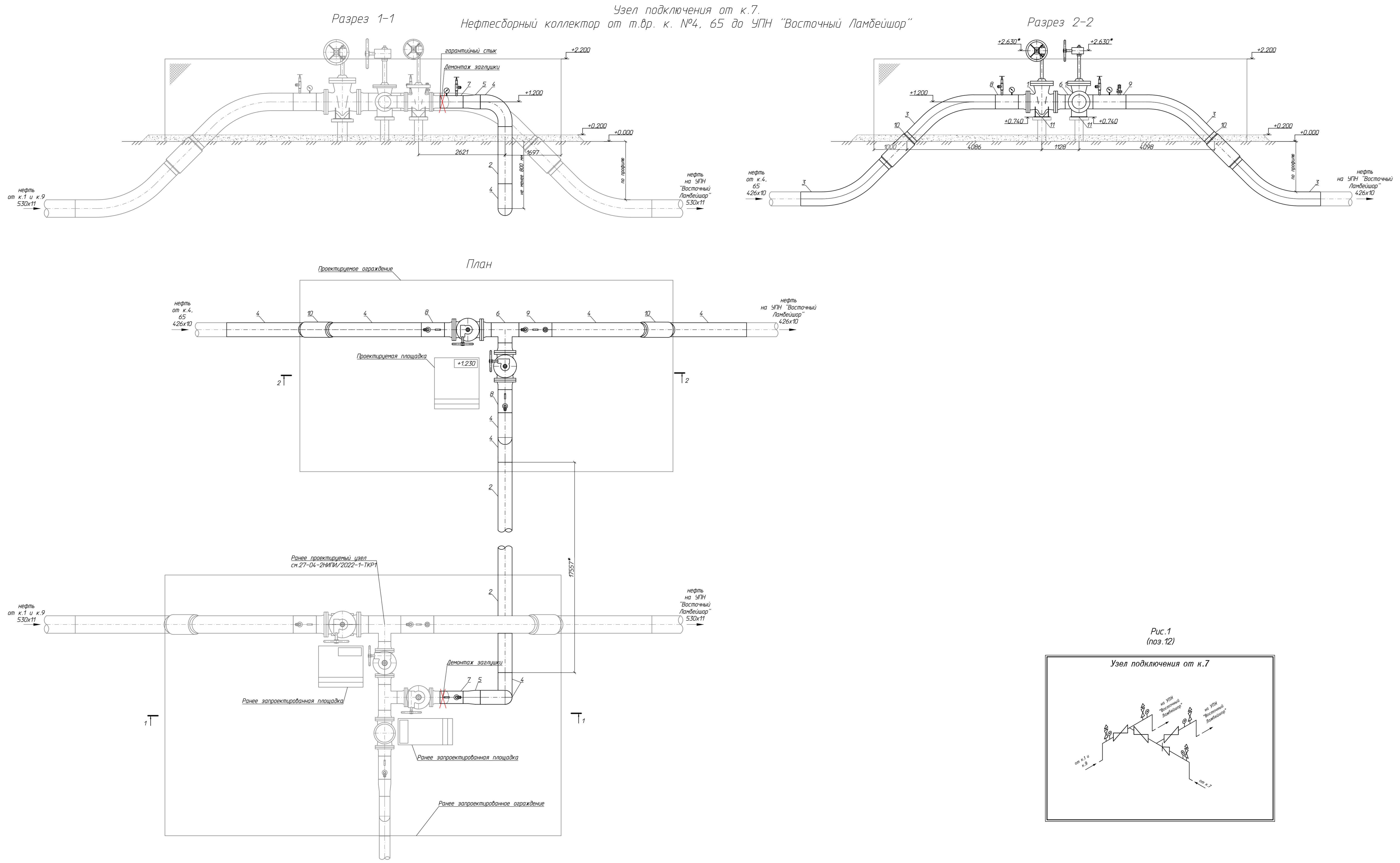


Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Устройство пуска с ЗРА исп. ХЛ, правое исполнение. Ду400 мм, Ру=4,0 МПа	1	4283*	компл
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду400 мм, Ру=4,0 МПа	4		
2		Задвижка клиновая без КОФ Ду 400 мм, Ру=4,0 МПа, 30нж515нж	1	1049,0	
3		Задвижка клиновая без КОФ Ду100мм, Ру=4,0 МПа, 30нж15нж	1	65,0	
3.1		Спецдеталь для ЗРА Ду100 мм, Ру=4,0 МПа	2		
4		426x10-K4B-52	11	102,6	
5		114x6-K4B-52	12,0	16,0	
6		Детали из стали с заводским абсолютным внутренним и трехслойным наружным покрытием - Отвод ОГ 45°-426(10K4B-52)-4,0-0,6-5DN-1500/1500-ХЛ	2	295,0	вес с катодными
7		Детали из стали с приварными катодными 150мм с с заводским абсолютным внутренним и трехслойным наружным покрытием Отвод ОКШ 90° 114(6K4B-52)-4,0-0,6-1,5DN-ХЛ	1	8,6	вес с катодными
8		Отвод ОКШ 90° 426(10K4B-52)-4,0-0,6-1,5DN-ХЛ	3	127,8	вес с катодными
9		Тройник ТШР 426(10K4B-52)-4,0-0,6-ХЛ	2	101,7	вес с катодными
10		Спецдеталь Ду400, L=1000мм для установки ВЭС, манометра и сигнализатора протечки ОУ с заводским внутренним антикоррозионным покрытием	1	115,6	
11		Спецдеталь Ду400, L=1000 мм для установки узла коррозионного мониторинга и манометра с заводским внутренним антикоррозионным покрытием	1	106,6	
12		Электроизолирующая вставка НЭМС-400-40-1200-1-2-3-К-И-ХЛ	1	131,0	
13	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г13	Опора под задвижку Ду400	3	48,8	
14		Пластина 900x600	1	8,47	



- Узел пуска СОД расположен на ПК0+36,8 трассы нефтесборного коллектора от т.вр. к.№4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"
- Теплоизоляция условно не показана.
- Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диэлектрической втулки.
- Строительные конструкции опор под трубопровод и площадок представлены в части конструктивных решений 27-04-2НИПИ/2022-2-1-ТКР2.
- \* - размер уточнить по месту.
- Табличку необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилатуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м² (площадь окраски 1,1 м²). Изображение наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскостепанного УФ-принтера. Поясняющие надписи выполнять в соответствии с типовым альбомом цветных решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Ками".

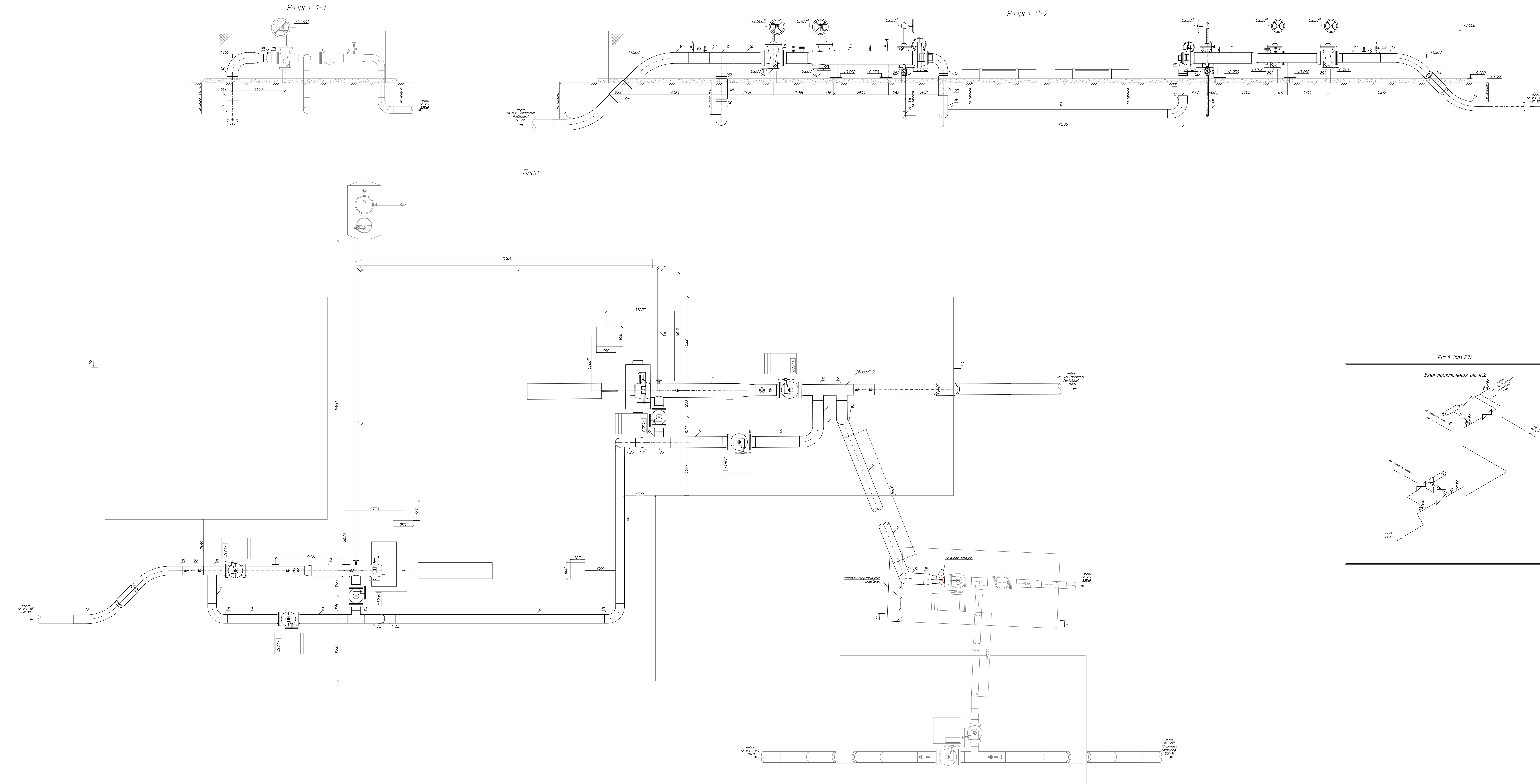
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г4			
"Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения". Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4,65 до УПН "Восточный Ламбейшор"			
Изм. Кол.чт	Лист Док.	Подпись	Дата
Разраб.	Суркова		05.23
Проверил	Новоселова		05.23
Н. контр.	Салдова		05.23
Стадия	Лист	Листов	
П	1		
Узел пуска СОД. План. Разрез 1-1, Рис.1			ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"



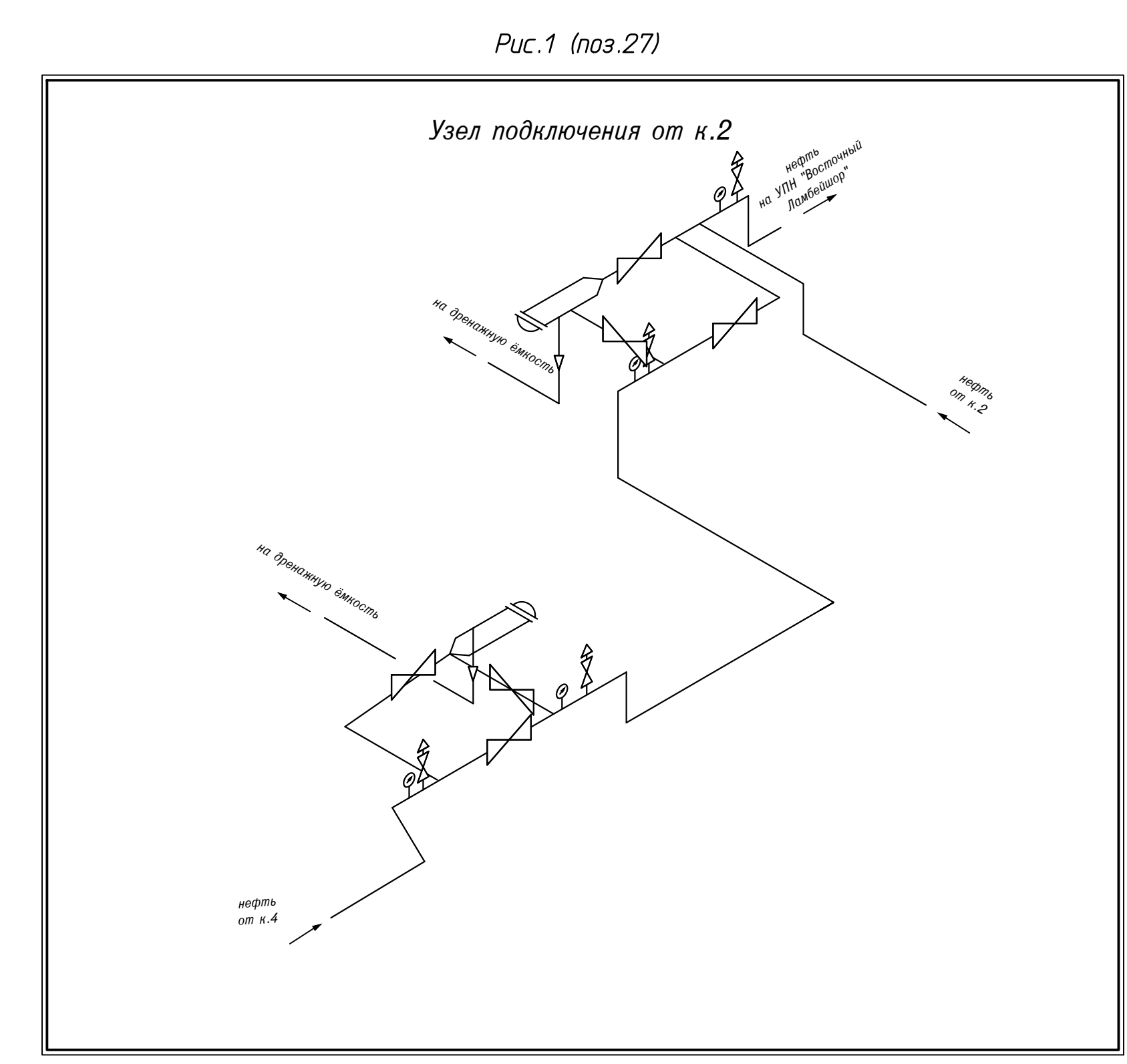
Спецификация					
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновая без КОФ Ду 400 мм, Ру=4,0 МПа, 30кг/5кг	2	1049,0	
1.1		Специаль для ЗРП Ду 400 мм, Ру=4,0 МПа	4		
2		Труба бесшовная, лобовенной коррозионной стойкости с заводским абразивным внутренним и протекслоем наружным покрытием 426x10-K4B-52	22,0	102,6	
3		Детали с заводским абразивным внутренним и протекслоем наружным покрытием - отвод 01 45°-42610K4B-52I-4,0-0,6-1500-1500-XL Детали из стали с приварными катодными 150мм с с заводским абразивным внутренним и протекслоем наружным покрытием Отвод ОКШ 90°-42610K4B-52I-4,0-0,6-1500-XL Левый ИШ 42610K4B-52IX377 (K4B-52)-4,0-0,6-XL Тройник ИШ 42610K4B-52I-4,0-0,6-XL Специаль Ду350, L=700 мм для установки ВЭС и манометра с заводским внутренним покрытием Специаль Ду400, L=700 мм для установки ВЭС и манометра с заводским внутренним покрытием Специаль Ду400, L=1000 мм для установки манометра, ВЭС и сигнализатора прохождения ОД с заводским внутренним покрытием Электроизолирующая Вставка ИЭМ-426-4,0-5200-1-2-3-к-И-ХЛ	4	295,0	вес с катодными
4		Отвод ОКШ 90°-42610K4B-52I-4,0-0,6-1500-XL	4	127,8	вес с катодными
5		Левый ИШ 42610K4B-52IX377 (K4B-52)-4,0-0,6-XL	1	56,0	вес с катодными
6		Тройник ИШ 42610K4B-52I-4,0-0,6-XL	1	101,7	вес с катодными
7		Специаль Ду350, L=700 мм для установки ВЭС и манометра с заводским внутренним покрытием	1	63,4	
8		Специаль Ду400, L=700 мм для установки ВЭС и манометра с заводским внутренним покрытием	2	71,8	
9		Специаль Ду400, L=1000 мм для установки манометра, ВЭС и сигнализатора прохождения ОД с заводским внутренним покрытием	1	115,6	
10		Электроизолирующая Вставка ИЭМ-426-4,0-5200-1-2-3-к-И-ХЛ	2	258,0	
11		27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г5 Опора под задвижку Ду400	2	48,8	
12		Пластина 900x600	1	8,47	

- Узел подключения от к.7 расположен на ПК50+43,26 нефтедоборного коллектора от т.вр. к.№4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"
- Теплоизоляция условно не показана.
- Сварные стыки изготовить термоусаживающимися манжетам.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной вметаллической втулки.
- Строительные конструкции опор под трубопровод и площадки представлены в части конструктивных решений 27-04-2НИПИ/2022-2-1-ТКР2.
- \* - размер уточнить по месту.
- Таблицку необходимо покрыть цинкнаноленной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилатной эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м². Площадь окраски 1,1 м². Изображение нанести методом шелкографии, аппликацию светоотражающей пленкой или плоскостатного УФ-принтера. Покрывающие надписи выполнить в соответствии с типовым альбомом цветных решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Кам".

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г5					
"Строительство и реконструкция нефтедоборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения". Нефтедоборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"					
Изм.	Кол.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разработ	Суркова				05.23
Проверил	Новоселова				05.23
Н. контр.	Салдаева				05.23
				Стадия	Лист
				П	1
Узел подключения от к.7. План. Разрезы 1-1, 2-2. Рис.1				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	



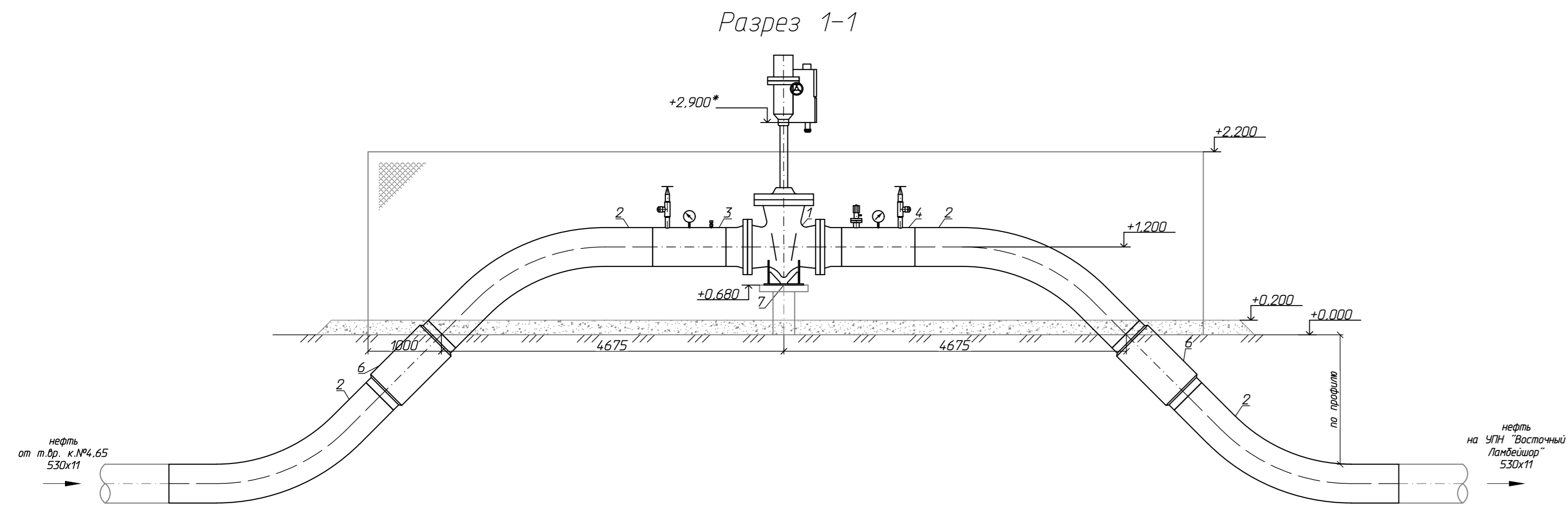
Спецификация						
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, кг	Примечание	
1		Испаритель парогазовый с 3Ф4 сек. XI, рабочее давление, $0,50 \text{ МПа}$ , $D_{внешн} = 100 \text{ мм}$ , $L = 4,0 \text{ МПа}$	1	5375*		металл
2		Испаритель парогазовый с 3Ф4 сек. XI, рабочее давление, $0,50 \text{ МПа}$ , $D_{внешн} = 100 \text{ мм}$ , $L = 4,0 \text{ МПа}$	1	3380*		металл
3		Испаритель парогазовый с 3Ф4 сек. XI, рабочее давление, $0,50 \text{ МПа}$ , $D_{внешн} = 100 \text{ мм}$ , $L = 4,0 \text{ МПа}$	1	824,0		
3.1		Испаритель парогазовый с 3Ф4 сек. XI, рабочее давление, $0,50 \text{ МПа}$ , $D_{внешн} = 100 \text{ мм}$ , $L = 4,0 \text{ МПа}$	5			
4		Испаритель парогазовый с 3Ф4 сек. XI, рабочее давление, $0,50 \text{ МПа}$ , $D_{внешн} = 100 \text{ мм}$ , $L = 4,0 \text{ МПа}$	1	1538,0		
4.1		Испаритель парогазовый с 3Ф4 сек. XI, рабочее давление, $0,50 \text{ МПа}$ , $D_{внешн} = 100 \text{ мм}$ , $L = 4,0 \text{ МПа}$	2	65,0		
5		Испаритель парогазовый с 3Ф4 сек. XI, рабочее давление, $0,50 \text{ МПа}$ , $D_{внешн} = 100 \text{ мм}$ , $L = 4,0 \text{ МПа}$	4			
5.1		Испаритель парогазовый с 3Ф4 сек. XI, рабочее давление, $0,50 \text{ МПа}$ , $D_{внешн} = 100 \text{ мм}$ , $L = 4,0 \text{ МПа}$				
6		СЭВ-150	18	141,8		
7		СЭВ-150	25	622,6		
8		СЭВ-150	39	36		
9		СЭВ-150	2	480,6		вес с трубами
10		СЭВ-150	2	295,0		вес с трубами
11		СЭВ-150	3	8,8		вес с трубами
12		СЭВ-150	5	184,6		вес с трубами
13		СЭВ-150	6	27,8		вес с трубами
14		СЭВ-150	1	11,8		вес с трубами
15		СЭВ-150	1	175,7		вес с трубами
16		СЭВ-150	2	81,4		вес с трубами
17		СЭВ-150	2	81,7		вес с трубами
18		СЭВ-150	1	56,0		вес с трубами
19		СЭВ-150	1	56,0		вес с трубами
20		СЭВ-150	1	71,4		вес с трубами
21		СЭВ-150	1	51,8		вес с трубами
22		СЭВ-150	1	115,6		вес с трубами
23		СЭВ-150	3	131,0		вес с трубами
24		СЭВ-150	1	290,0		вес с трубами
25		СЭВ-150	2	80,4		вес с трубами
26		СЭВ-150	4	48,8		вес с трубами
27		СЭВ-150	1	8,47		вес с трубами



1. Узел подключения от к. 2 расположен на ПК35-65.0 неагрегатного конденсатора от п. к. № 65 до узла Восточный Лифтовой.  
 2. Протяженность участка не показана.  
 3. Стенные опоры аппаратов не показаны.  
 4. Для защиты футеровки части сварных соединений предусмотрено установка подкладки бронированной плиты.  
 5. Струйчатые конденсаторы от п. к. 1 до п. к. 65 и 65 до узла Восточный Лифтовой в части конденсаторных рамных 27-04-2НПП/2022-2-1-1-2022.  
 6. \* — размер указать по месту.  
 7. Плотность теплового потока в конденсаторах теплообменников в 1 ступи 80 мм с расстоянием 0,79 м/л/л, конденсаторы в 1 ступи 80 мм с расстоянием 0,79 м/л/л и защитно-футеровочной облицовкой: в 1 ступи 80 мм с расстоянием 0,29 м/л/л и защитно-футеровочной облицовкой: в 1 ступи 80 мм с расстоянием 0,29 м/л/л.

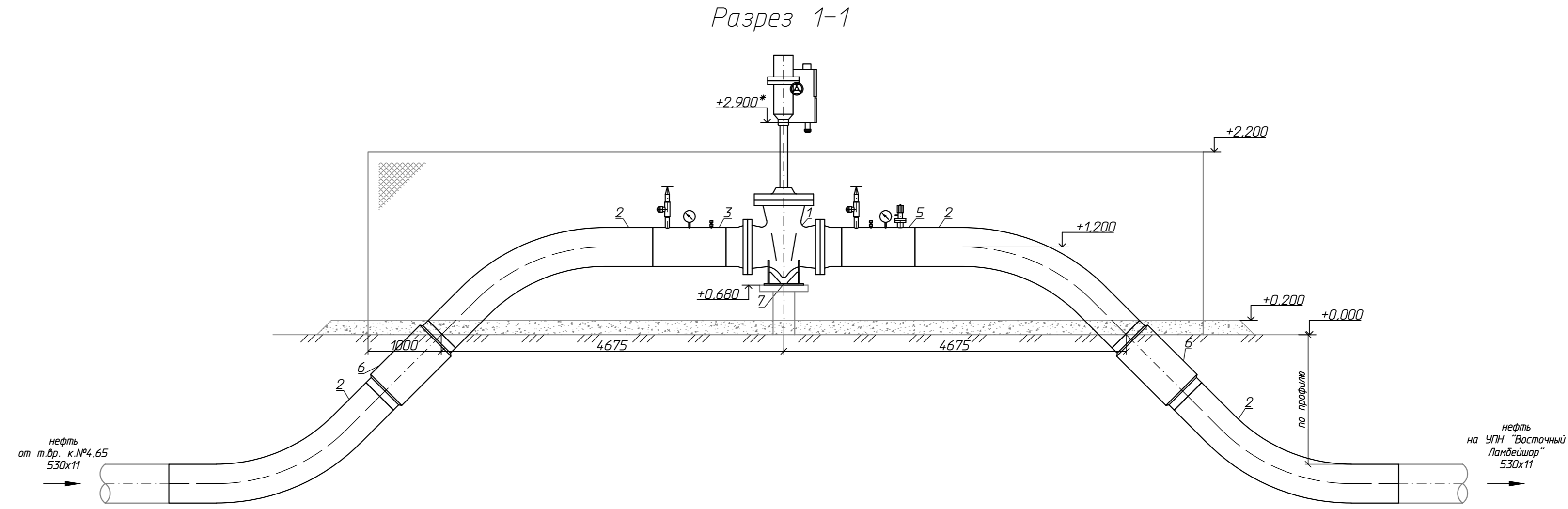
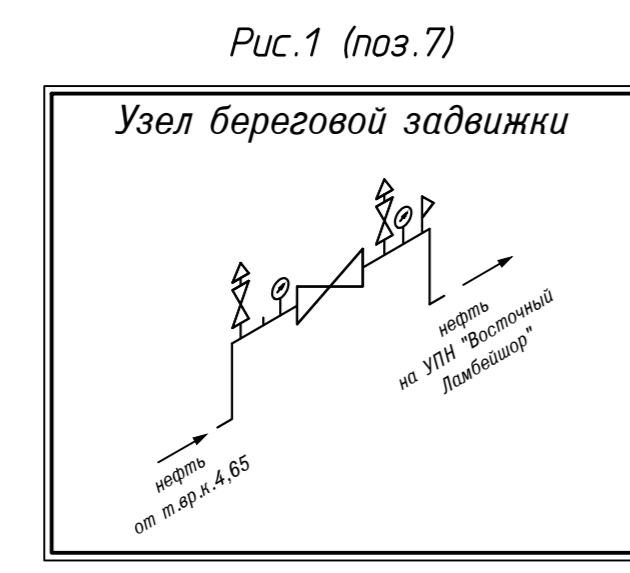
27-04-2НПП/2022-2-ТКР1.Г6											
Спецификация в разрезе неагрегатного конденсатора Восточного Лифтового теплоцентрализованной системы											
Лист	1	Всего	1	Дата							
Лист	1	Всего	1	Дата							
Лист	1	Всего	1	Дата							
Лист	1	Всего	1	Дата							
Узел подключения от к. 2 Лист 1 из 1 Разрез 1-1, 2-2, План 1											
Н. инж.	Савва	05.23									
000 7878 работа и эскиз 3173											

Узел береговой задвижки



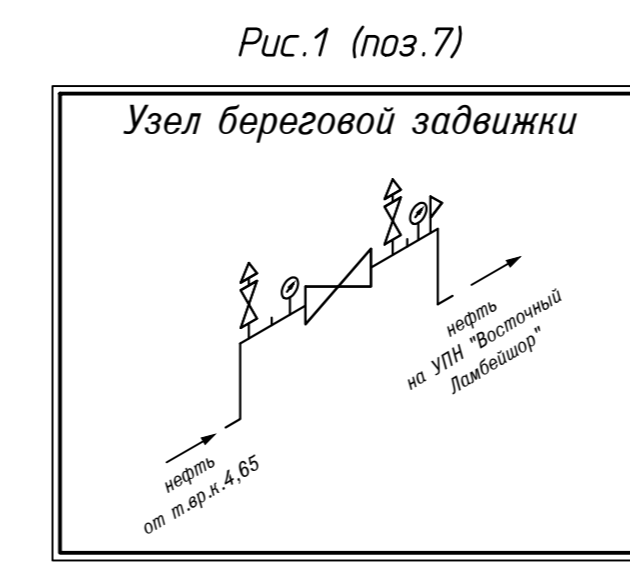
Разрез 1-1

План



Разрез 1-1

План



Спецификация					
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка электропривода без КОФ Ду500 мм, Ру=4,0 МПа ЗОНЖ915нж	2	1536,0*	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду500 мм, Ру=4,0 МПа	4		
		Детали			
2		с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием - Отвод ДН 45°-530(ТК48-52)-4.0 -0.6-52Н-1700/1700-ХЛ	8	460,6	вес с катушками
3		Спецдеталь Ду500, L=800 мм для установки ВУС, манометра, дощики для датчика давления с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	2	106,6	
4		Спецдеталь Ду500, L=1000 мм для установки манометра, ВУС и сигнализатора прохождения очистных устройств с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	151,8	
5		Спецдеталь Ду500, L=1000 мм для установки манометра, ВУС и сигнализатора прохождения очистных устройств, дощики для датчика давления с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	151,8	
6		Электроизолирующая вставка НЭМС-530-40-1200-1-2-3-К-И-ХЛ	4	290,0	
7		27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г13 Опора под задвижку Ду500	2	160,4	
8		Пластина 900x600	2	8,47	

Количество изделий и материалов в спецификации представлено на два узла.

1. Узел береговой задвижки расположен на ПК45+75.0 и ПК51+34.0 трассы нефтесборного коллектора от т.вр. к.№4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшар".
2. Теплоизоляция условно не показана.
3. Сварные стыки изолировать термусжимающимися манжетами.
4. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной выкатываемой битушки.
5. Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений 27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР2.
6. \* - размер уточнить по месту.
7. Табличку необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,79 кг/м<sup>2</sup>, полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м<sup>2</sup> и защитно-декоративной акрилатановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м<sup>2</sup> площадь окраски 1,1 м<sup>2</sup>. Изображение наносить методом шпательной, аппликация светоотражающей пленкой или плоскочетчатого УФ-принтера. Поясняющие надписи выполнять в соответствии с типовым альбомом цветных решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Ками".

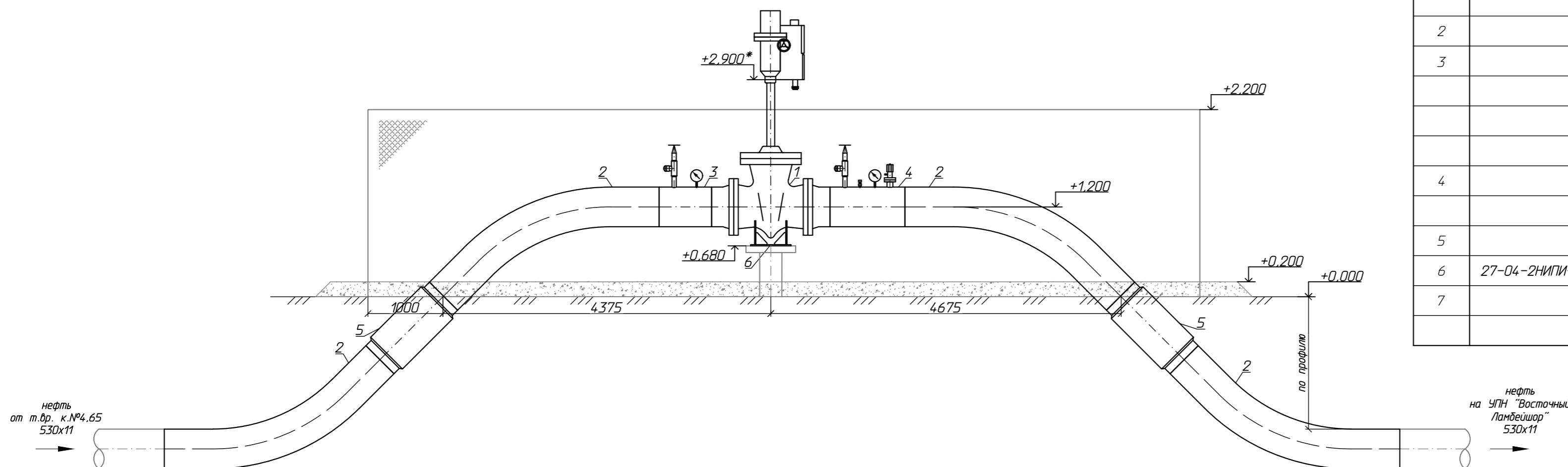
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г7					
"Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшарского месторождения", Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшар".					
Изм.	Копия	Лист	Док.	Подпись	Дата
		Суркова			05.23
Разраб.	Суркова				05.23
Проверил	Новоселова				
Н. контр.	Салдаева				05.23
				Стадия	Лист
				П	1
				Узел береговой задвижки. План. Разрез 1-1, Рис.1	
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

# Охранный узел

## Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка электроприводная без КОФ Ду500 мм, Ру=4,0 МПа 30нж915нж	1	1536,0*	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду500 мм, Ру=4,0 МПа	2		
		Детали			
2		с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием - Отвод ОГ 45°-530(11К48-52)-4.0 -0.6-5DN-1700/1700-ХЛ	4	460,6	вес с катушками
3		Спецдеталь Ду500, L=1000 мм для установки манометра, ВУС и сигнализатора прохождения очистных устройств, добышки для датчика давления	1	151,8	
4		с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием			
4		Спецдеталь Ду500, L=700 мм для установки ВУС и манометра	1	106,6	
5		с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием			
5		Электроизолирующая вставка НЭМС-530-40-1200-1-2-3-К-И-ХЛ	2	290,0	
6	27-04-2НИПИ-2022-2-ТКР1.Г13	Опора под задвижку Ду500	1	160,4	
7		Пластина 900x600	1	8,47	

### Разрез 1-1



### План

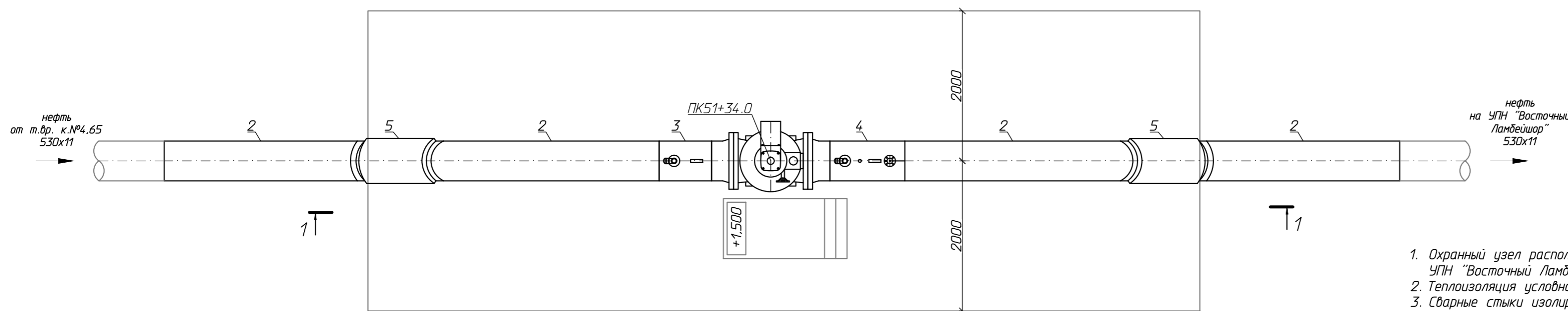


Рис.1 (поз.7)

### Узел береговой задвижки

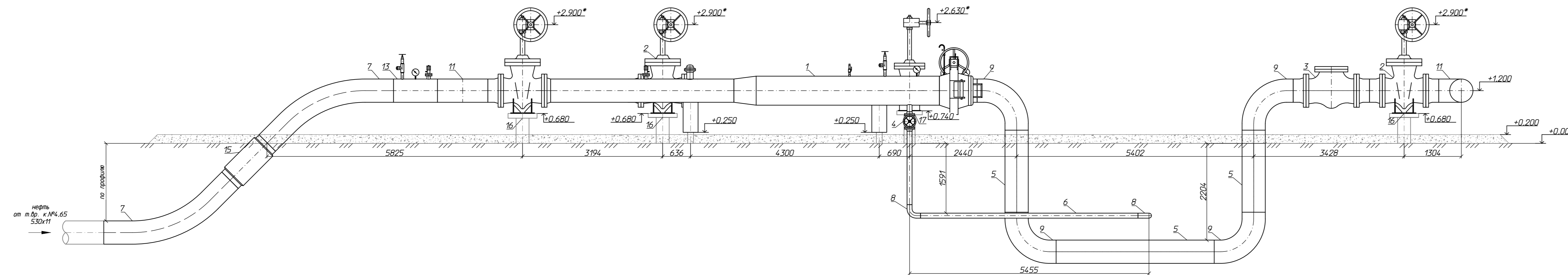


- Охранный узел расположен на ПК74+74,0 трассы нефтесборного коллектора от т.вр. к.№4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор".
- Теплоизоляция условно не показана.
- Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
- Строительные конструкции опор под трубопровод представлены в части конструктивных решений 27-04-НИПИ/2022-2-ТКР2.
- \* - размер уточнить по месту.
- Табличку необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м<sup>2</sup>, полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м<sup>2</sup> и защитно-декоративной акрилатуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м<sup>2</sup> (площадь окраски 1,1 м<sup>2</sup>). Изображение наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечного УФ-принтера. Поясняющие надписи выполнять в соответствии с типовым альбомом цветных решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Коми".

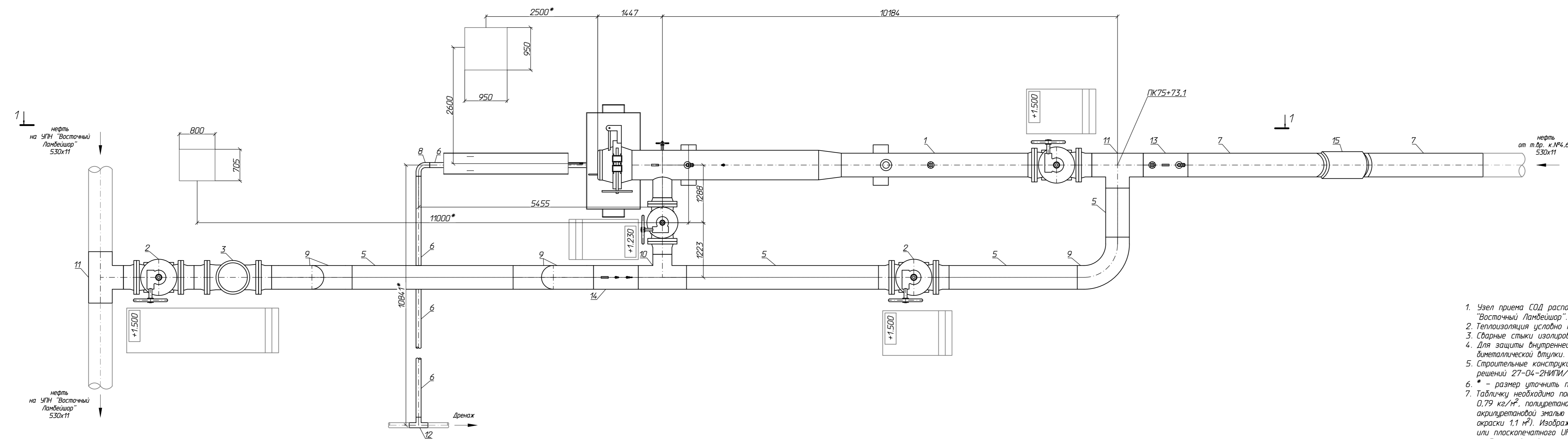
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г8						
"Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения". Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	
					05.23	
Разраб.	Суркова				05.23	
Проверил	Новоселова				05.23	
Н. контр.	Салдаева				05.23	
Охранный узел. План. Разрез 1-1. Рис.1				Стадия	Лист	Листов
				П	1	
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		

Узел приема СОД

Разрез 1-1



План



- Узел приема СОД расположен на ПК75+80.7 нефтесборного коллектора от т.бр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор".
- Теплоизоляция условно не показана.
- Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
- Строительные конструкции опор под трубопровод и площадок представлены в части конструктивных решений 27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР2.
- \* - размер уточнить по месту.
- Табличку необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,79 кг/м<sup>2</sup>, полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м<sup>2</sup> и защитно-декоративной акрилатановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м<sup>2</sup> (площадь окраски 1,1 м<sup>2</sup>). Изображение наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочетчатого УФ-принтера. Поясняющие надписи выполнять в соответствии с типовым альбомом цветных решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Ками".

Спецификация					
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Устройство приема с ЗРА исп. ХЛ, левое исполнение. Ду500 мм, Ру=4,0 МПа	1	5000*	компл
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду400 мм, Ру=4,0 МПа	1		
1.2		Спецдеталь для ЗРА Ду500 мм, Ру=4,0 МПа	7		
2		Задвижка клиновая без КОФ Ду 500 мм, Ру=4,0 МПа 30нж515нж	2	1536,0	
3		Затвор обратный Ду 500 мм, Ру=4,0 МПа 19нж53нж	1	1150,0	
4		Задвижка клиновая без КОФ Ду100мм, Ру=4,0 МПа 30нж15нж	1	65,0	
4.1		Спецдеталь для ЗРА Ду100 мм, Ру=4,0 МПа	2		
5		Труба бесшовная, повышенной коррозионной стойкости с заводским двусторонним внутренним и трехслойным наружным покрытием	16,0	140,8	
6		530x11-K48-52	17,0	16,0	
7		Детали с заводским двусторонним внутренним и трехслойным наружным покрытием Отвод ОГ 45°-530(1К48-52)-4,0 -0,6-50N-1700/1700-ХЛ	2	460,6	вес с катюшками
8		Детали с заводским двусторонним внутренним и трехслойным наружным покрытием Отвод ОКШ 90° 114(6K48-52)-4,0-0,6-150N-ХЛ	2	8,6	вес с катюшками
9		Отвод ОКШ 90°-530(1К48-52)-4,0-0,6-150N-ХЛ	5	194,6	вес с катюшками
10		Тройник ТШ 530(1К48-52)х426(10K48-52)-4,0-0,6-ХЛ	1	175,7	вес с катюшками
11		Тройник ТШР 530(1К48-52)-4,0-0,6-ХЛ	2	183,4	вес с катюшками
12		Тройник ТШ 114(6K48-52)-4,0-0,6-ХЛ	1	11,6	вес с катюшками
13		Спецдеталь Ду500, L=1000 мм для установки манометра, ВУС и сигнализатора прохождения очистных устройств с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	151,8	
14		Спецдеталь Ду500, L=1000 мм для установки узла коррозионного мониторинга и манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	144,3	
15		Электроизолирующая вставка НЭМС-530-40-1200-1-2-3-К-И-ХЛ	1	290,0	
16		Опора под задвижку Ду500	3	160,4	
17		Опора под задвижку Ду400	1	48,8	

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г9

"Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения". Нефтесборный коллектор от т.бр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"

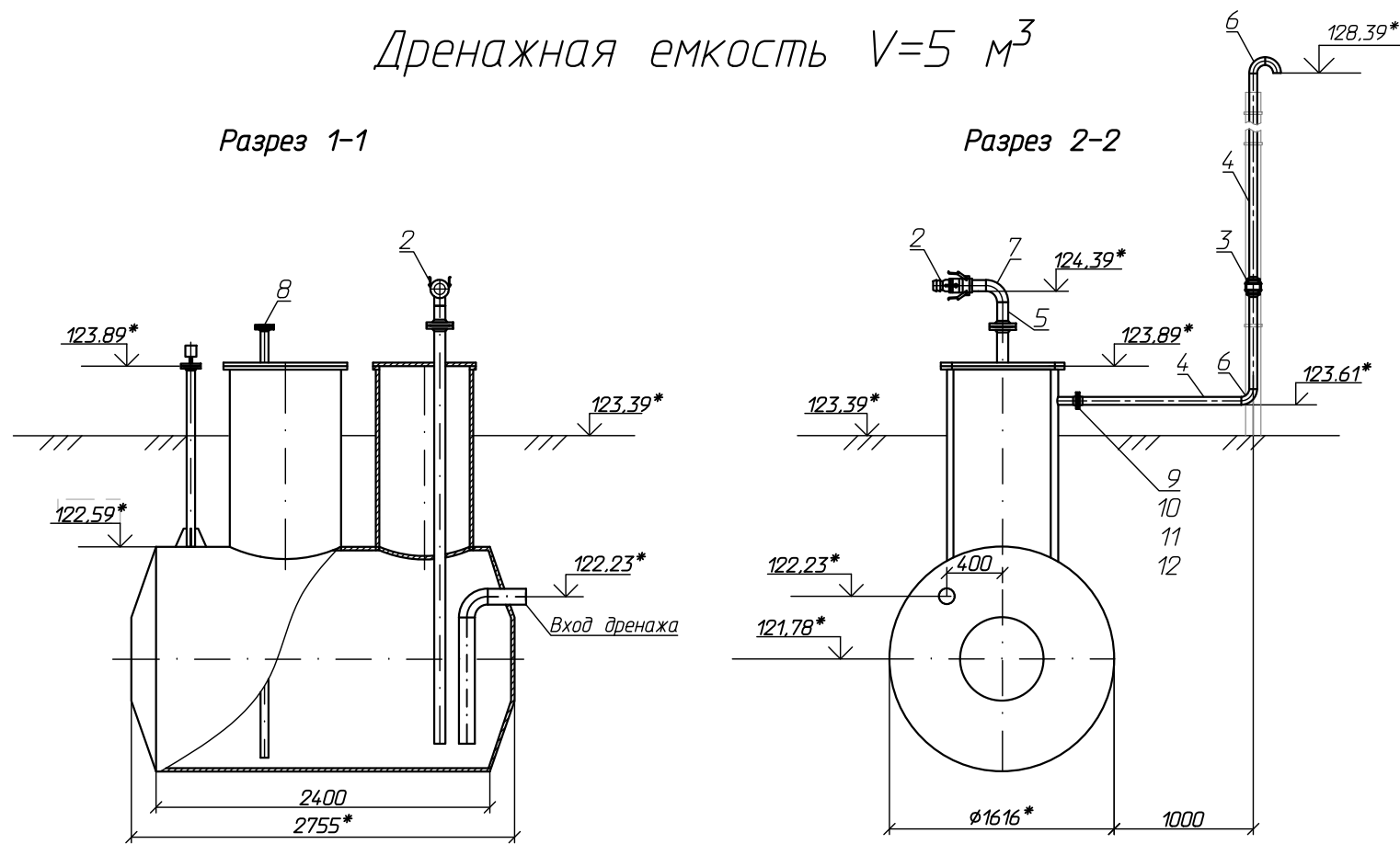
Изм.	Колуч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Суркова				05.23	П	1	
Проверил	Нобоселова				05.23			
Н. контр.	Салдаева				05.23			

Узел приема СОД.  
План. Разрез 1-1, Рис.1

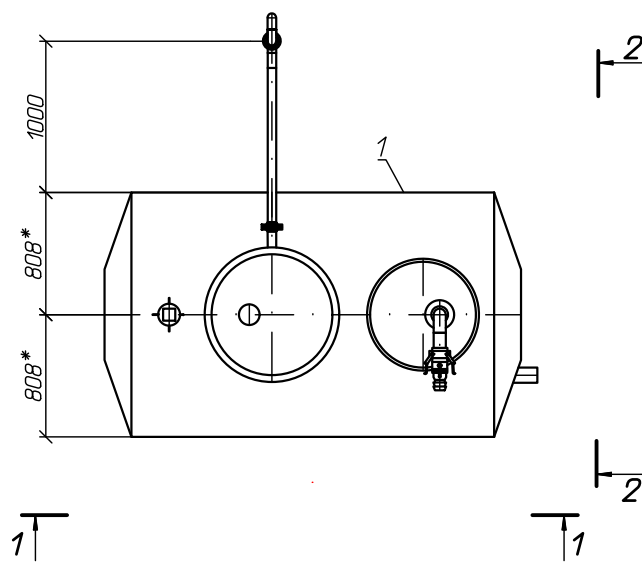
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Формат А3х4

# Дренажная емкость V=5 м<sup>3</sup>



План



## Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Ёмкость подземная дренажная V=5 м <sup>3</sup> ЕП-5-1600-1300-3	1	2300	
2		Муфта "Сухого разъёма"	1	13	
3		Предохранитель огневой Ду50 мм	1	8	
4		Труба стальная бесшовная $\phi 57 \times 4$	9,0	5,2	м
5		Труба стальная бесшовная $\phi 89 \times 5$	1,0	10,4	м
6		Отвод П 90°-57x4	3	0,7	
7		Отвод П 90°-89x5	1	1,9	
8		Заглушка 1-50-40	1	2,2	
9		Шпилька АМ16x90	4	0,13	
10		Гайка АМ16	8	0,04	
11		Прокладка А-50-40	1	0,03	
12		Фланец 2-50-40	1	2,8	
Материалы					
		Грунтовка полиуретановая	1,74		кг
		Эмаль полиуретановая	0,64		кг
		Эмаль акрилуретановая	0,62		кг

Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на одну ёмкость. Всего ёмкостей две.

- Дренажную емкость установить на площадке узла пуска СОД и узла подключения к.2;
- Надземную часть узла необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м<sup>2</sup>, полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м<sup>2</sup> и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м<sup>2</sup>. (площадь окраски составляет 2,2 м<sup>2</sup>).
- Стойка воздушника представлена в части архитектурно-строительных решений 27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР2.

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г10

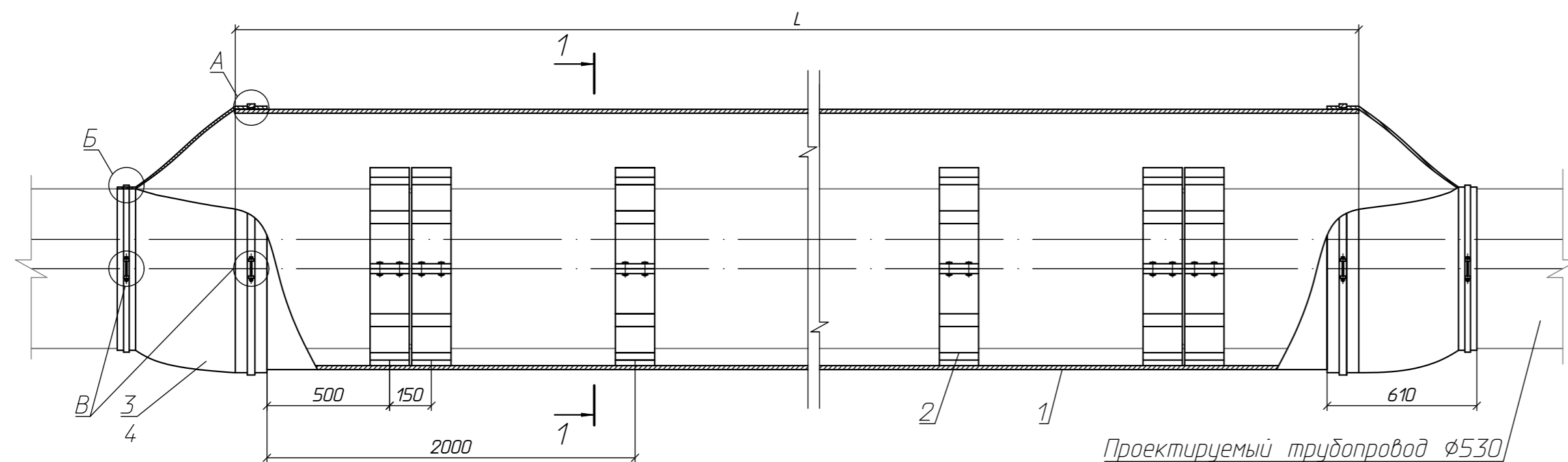
"Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения". Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор".

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Миклина			05.23	П	1	
Проверил		Новоселова			05.23			
Н. контр.		Салдаева			05.23	Дренажная емкость V=5 м <sup>3</sup> . План. Разрезы 1-1, 2-2		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"



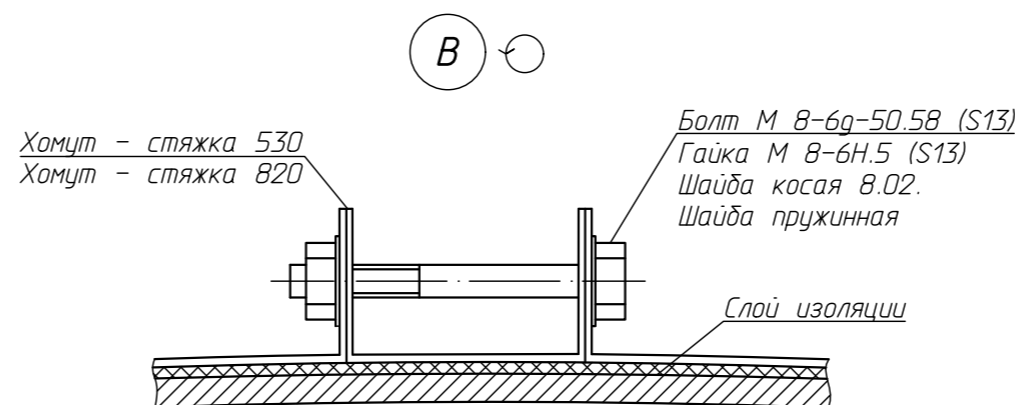
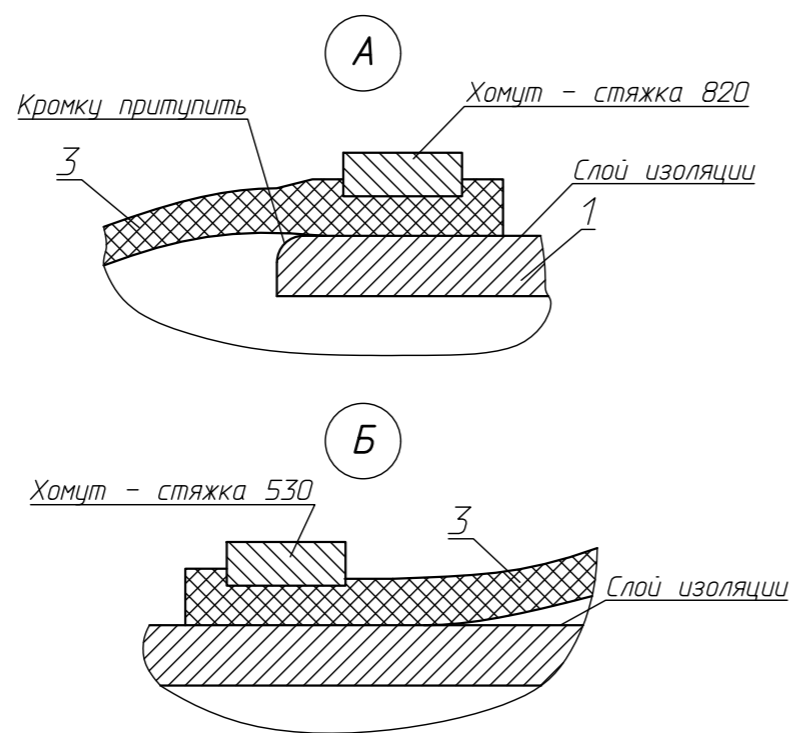
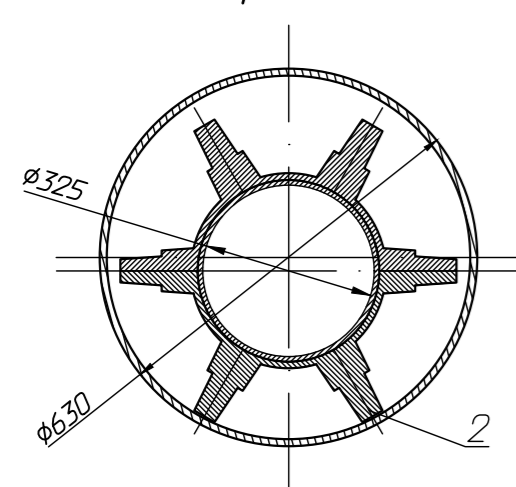
# Конструкция подземного защитного кожуха Ду800

## Общий вид



Проектируемый трубопровод  $\phi 530$

## Разрез 1-1



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

## Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Груда стальная 820x12 электросварная прямшовная с заводским трехслойным покрытием	58,0	199,8	м
2		Кольцо диэлектрическое полиуретановое 530	36	-	комплект
3		Укрытие защитное манжет герметизирующих УЗМГ 530/820	6	-	комплект
4		Манжета защитная герметизирующая МЗПТ 530/820 в комплекте со стяжными хомутами и метизами	3	-	комплект
<b>Материалы</b>					
		Обертка	10,5		кг

Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на 3 защитных кожухов

## Параметры защитных кожухов

Название дороги (коммуникации)	Параметры проектируемого кожуха			
	L, м	Границы кожуха	Кол. колец спейсеров, шт.	Тип покрытия
Нефтедоборный коллектор от т.вр. к.№4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"				
а/в к.№1-УПН "Восточный Ламбейшор"-к.№2 ПК36+48.5	25	ПК36+36.0-ПК36+61.0	15	Заводское изоляционное покрытие
Технологический проезд ПК60+07.5	24	ПК59+95.5-ПК60+19.5	14	Заводское изоляционное покрытие
Технологический проезд ПК75+59.5	9	ПК75+55.0-ПК75+64.0	7	Заводское изоляционное покрытие

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г11

"Строительство и реконструкция нефтедоборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения". Нефтедоборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Миклина			05.23	П	1	
Проверил		Новоселова			05.23			
Н. контр.		Салдаева			05.23	Конструкция подземного защитного кожуха Ду800. Общий вид. Разрез 1-1. Виды А, Б, В		

Согласовано

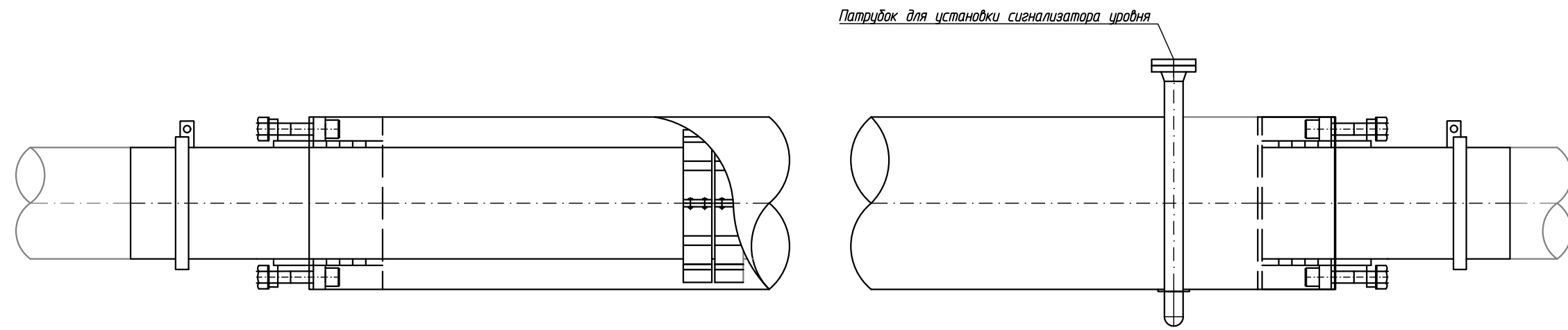
Взам. инв. №

Подпись и дата

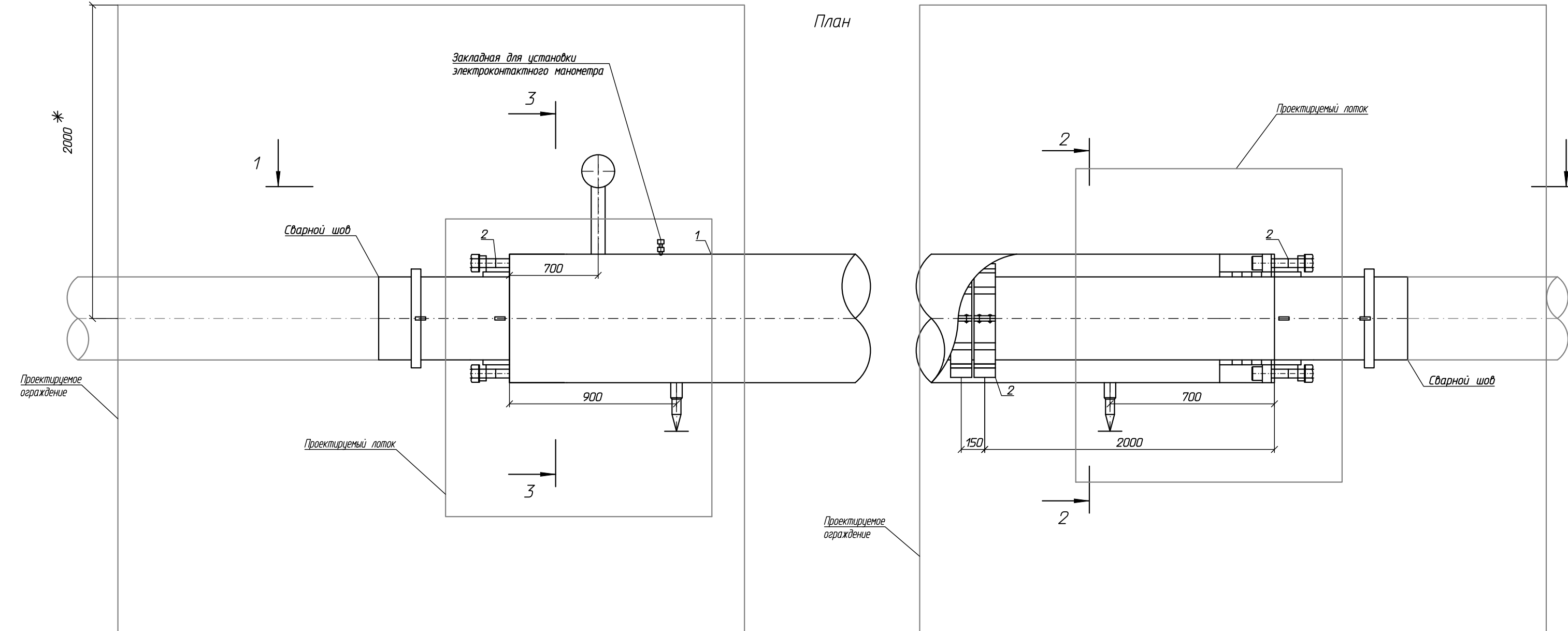
Инв. № подл

# Конструкция надземного защитного кожуха Ду800

Разрез 1-1



План



Параметры защитных кожухов

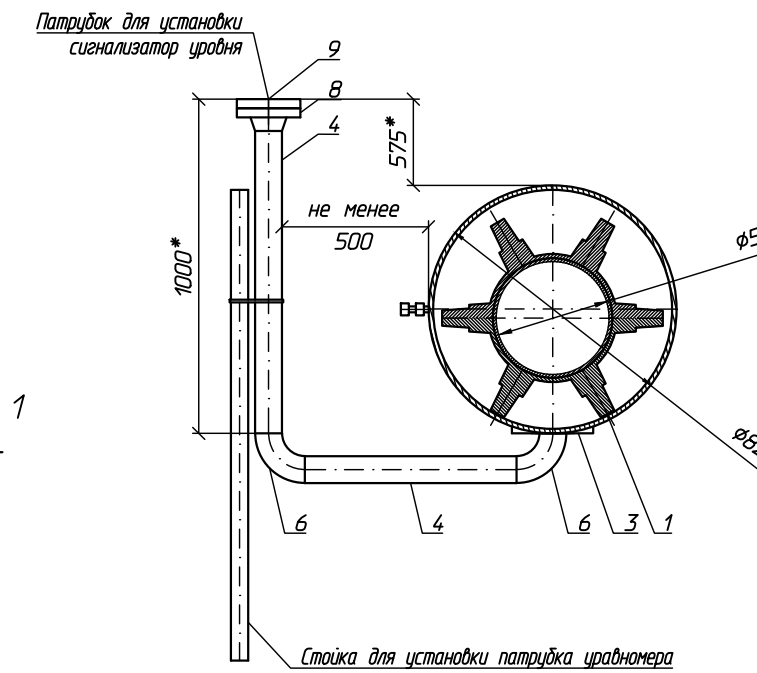
Название дороги (коммуникации)	Параметры проектируемого кожуха			
	L, м	Границы кожуха	Кол. колец спейсеров, шт.	Тип покрытия
Нефтебóрный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"				
р.Лысугейвис ПК47+46.9	52	ПК47+22.0-ПК47+74.0	28	см. п.5 примечания

Спецификация

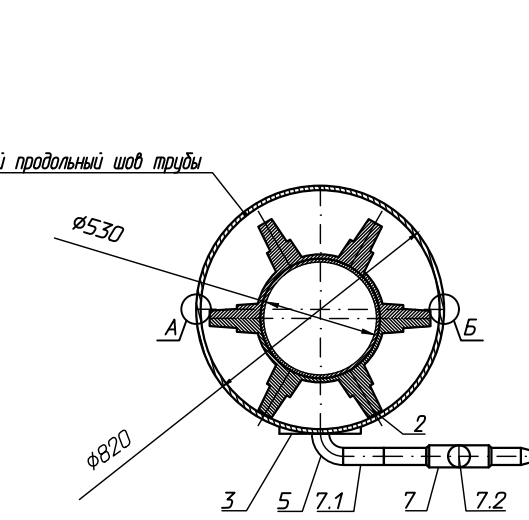
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба 820x12 стальная электросварная прямошовная	52.0	199.8	м
1.1		Кольцо диэлектрическое полиуретановое Ду500	28	-	комплект
2		Устройство сальникового уплотнения трубы Ø530 в трубе Ø820	2	-	комплект
3		Накладка Ø220x6	3	0.79	
4		Труба из стали 09Г2С Ø89x6	2.0	12.3	
5		Отвод из стали 09Г2С 90° 57x5	2	0.8	
6		Отвод из стали 09Г2С 90° 89x6	2	2.3	
7		Вентиль угловой специальный ВУС	2	7.55	
7.1		Муфта 60 из стали 09Г2С	2	1.8	
7.2		Заглушка П 76x6-09Г2С	2	0.5	
8		Фланец 89-40-11-1-F-09Г2С-IV	1	4.81	
		с комплектом крепежа			
9		Заглушка 5-80-4.0-09Г2С-6	1	3.7	
10		Бобышка длиной 40мм с внутренней резьбой М20x1.5 Р=6,3МПа	1		

Примечание: Количество изделий и материалов в спецификации представлено на 1 защитный кожух

Разрез 3-3



Разрез 2-2



- Наружнюю кромку на защитном кожухе притупить.
- Сигнализатор уровня и электроконтактный манометр устанавливается со стороны, имеющей более низкую отметку (в низине).
- Расстояние между закладной конструкцией электроконтактного манометра и патрубком для установки сигнализатора уровня не менее 200 мм.
- Кольцо предохранительное установить на монтажный коврик, выполненный из двух слоев полиэтиленовой обертки для защиты изоляции (толщина не менее 0,6 мм).
- Трубу защитного кожуха необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м<sup>2</sup>, полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м<sup>2</sup> и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м<sup>2</sup>.
- Устройство сальникового уплотнения, патрубок для установки сигнализатора уровня необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м<sup>2</sup>, полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м<sup>2</sup> и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м<sup>2</sup>.
- Строительные конструкции стойки для патрубка установки сигнализатора уровня и площадки под обслуживание представлены в части 27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР2.
- \* - уточнить по месту.

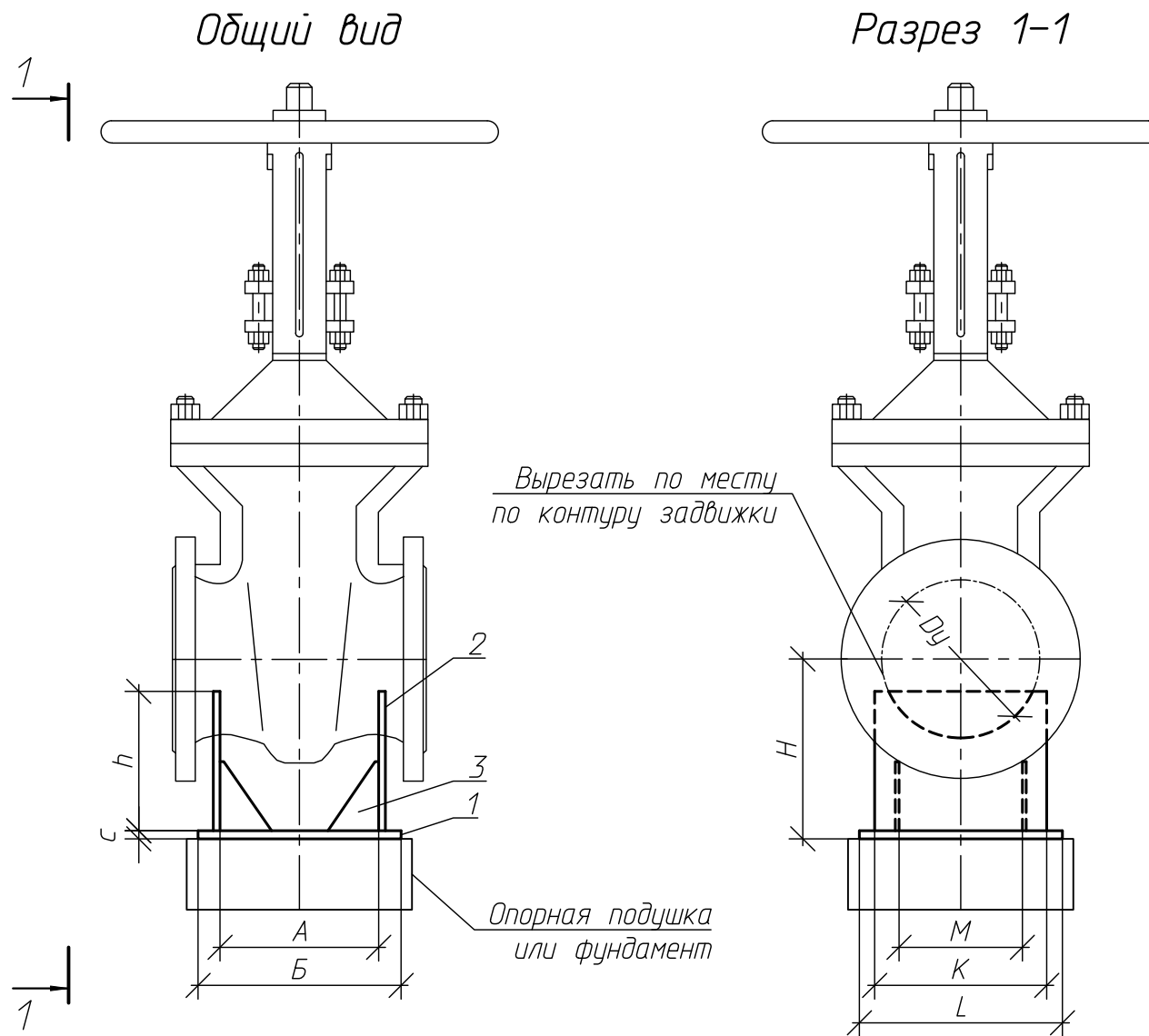
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г12

"Строительство и реконструкция нефтебóрных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения"

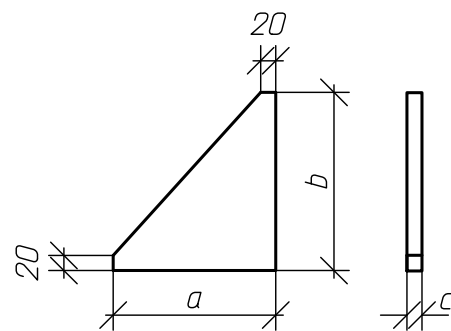
Изм.	Колуч	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Миклина				08.22	П	1	
Проверил	Новоселова				08.22			
Н. контр.	Салдаева				08.22	Конструкция надземного защитного кожуха Ду800. Общий вид. Разрез 1-1. Виды А, Б, В		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

# Опора под задвижку

## Спецификация



Ребро (поз. 3)



Конструктивные размеры

Ду	A	Б	С	Н	h	К	L	M	a	b	c
400	390	500	10	460	300	460	520	340	140	150	10
500	400	540	16	520	320	610	670	410	150	160	16
150	270	340	10	310	225	250	310	150	70	120	10

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Опора под задвижку Ду400		48,8	
1		Основание 500x520x10	1	20,4	
2		Косынка 300x460x10	2	10,8	
3		Ребро 150x140x10	4	1,7	
		Опора под задвижку Ду500		106,4	
1		Основание 540x670x16	1	45,4	
2		Косынка 320x610x16	2	24,5	
3		Ребро 160x150x16	4	3,0	
		Опора под задвижку Ду150		19,9	
1	Лист Б-ПН-10 ГОСТ 19903-2015	Основание 340x310x10	1	8,3	
2	О9Г2С ГОСТ 19281-2014	Косынка 225x250x10	2	4,4	
3		Ребро 120x70x10	4	0,7	

1. Конструкция опоры - сварная, катет шва 8 мм. Сварку произвести по ГОСТ 5264-80. Использовать электроды Э-42, ГОСТ 9467-75.
2. Опоры покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м<sup>2</sup>, полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м<sup>2</sup> и защитно-декоративной акрилатуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м<sup>2</sup>.
3. Площадь окрашиваемой поверхности одной опоры под арматуру Ду400 - 1,21 м<sup>2</sup>, Ду500 - 1,68 м<sup>2</sup>, Ду150 - 0,50 м<sup>2</sup>.

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г13

"Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения".

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Миклина			10.23	П	1	
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23	Опора под задвижку. Общий вид. Разрез 1-1. Ребро (поз. 3)		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

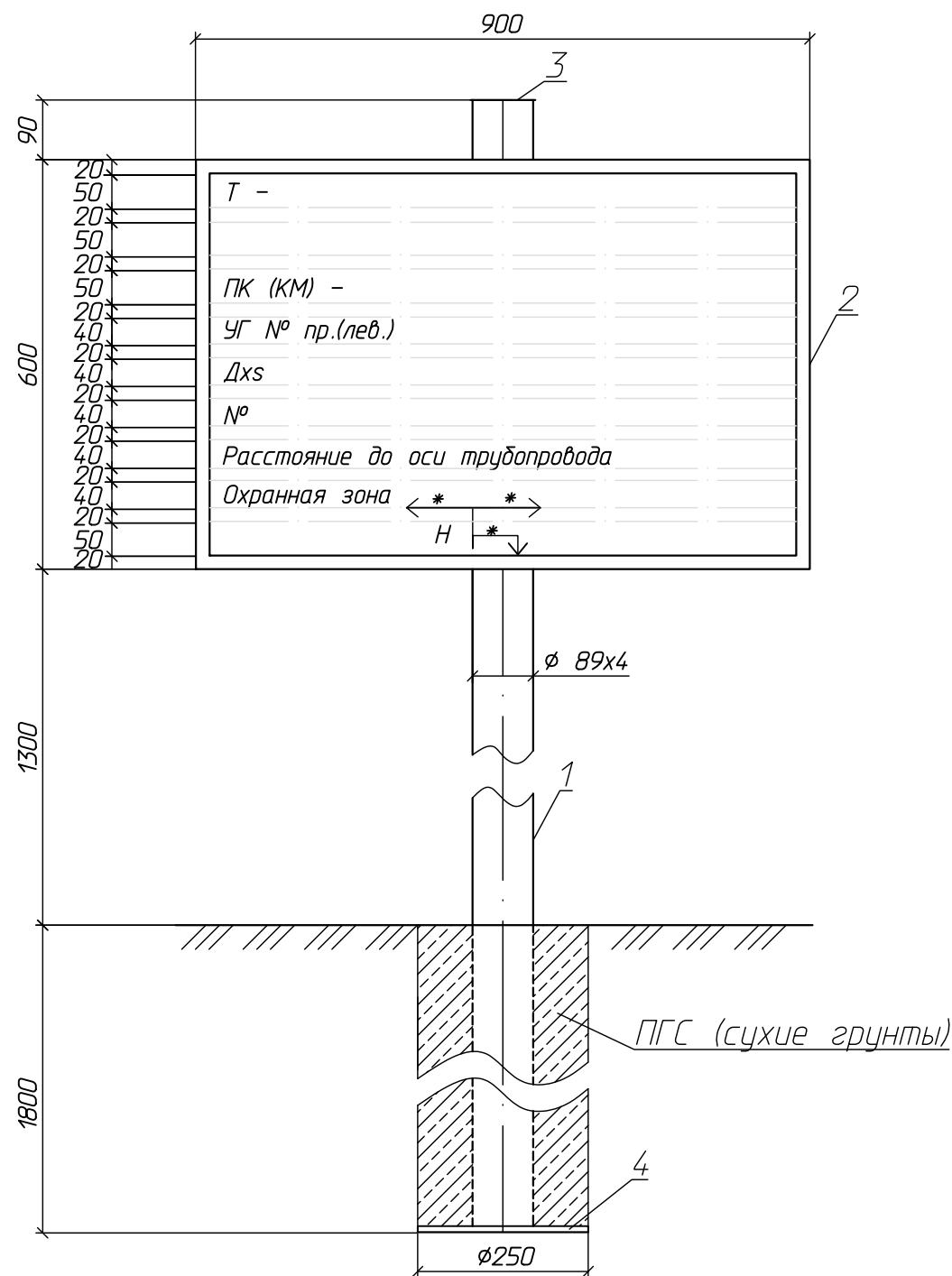
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл

# Опознавательный знак



1. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу на расстоянии не более четырех метров от его оси.
2. Опознавательные знаки установить не менее чем через 500 м друг от друга, на углах поворота трассы, на переходе через автодороги с двух сторон, при пересечении водных преград с двух сторон, при пересечении коммуникаций.
3. Окраску надземной части знаков покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м<sup>2</sup>, полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м<sup>2</sup> и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м<sup>2</sup> (площадь окраски 1,9 м<sup>2</sup>). Изображение наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного УФ-принтера. Поясняющие надписи выполнить в соответствии с типовым альбомом цветовых решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Коми".
4. Сверху на трубу (поз. 1 спецификации) приварить заглушку (поз. 3 спецификации). Данную конструкцию покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м<sup>2</sup>, полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м<sup>2</sup> и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м<sup>2</sup>; (площадь окраски одной конструкции - 0,01 м<sup>2</sup>).
5. Наименование трубопровода указывает эксплуатация.

## Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба 89x4 стальная электросварная прямошовная	3,8	8,38	м. труба II сорта
2		Пластина 900x600	1	8,47	
3		Заглушка φ 90	1	0,13	
4		Заглушка φ 250	1	2,95	
Материалы					
		Грунтовка полиуретановая	1,51		кг
		Эмаль полиуретановая	0,56		кг
		Эмаль акрилуретановая	0,54		кг

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

## Условные обозначения

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

Согласовано

Взам. инв. №

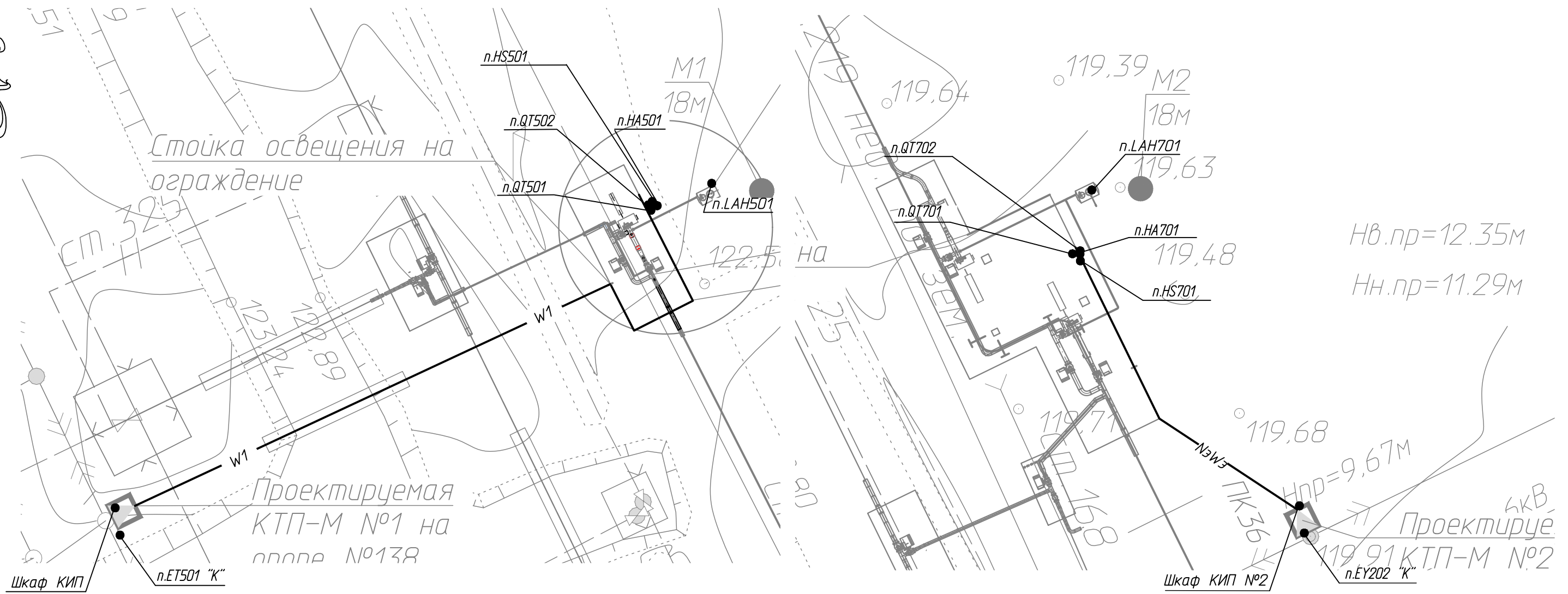
Подпись и дата

Инв. № подл

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г14

"Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения".

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Хлопин			05.23	П	1	
Проверил		Новоселова			05.23			
Н. контр.		Салдаева			05.23	Опознавательный знак. Общий вид		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"



Нв.пр=12.35м  
Нн.пр=11.29м

6кВ  
Проектируемая  
КТП-М №2  
Шкаф КИП №2  
n.EY202 "К"

1. "К" - поставляется в комплекте с КТП-С.

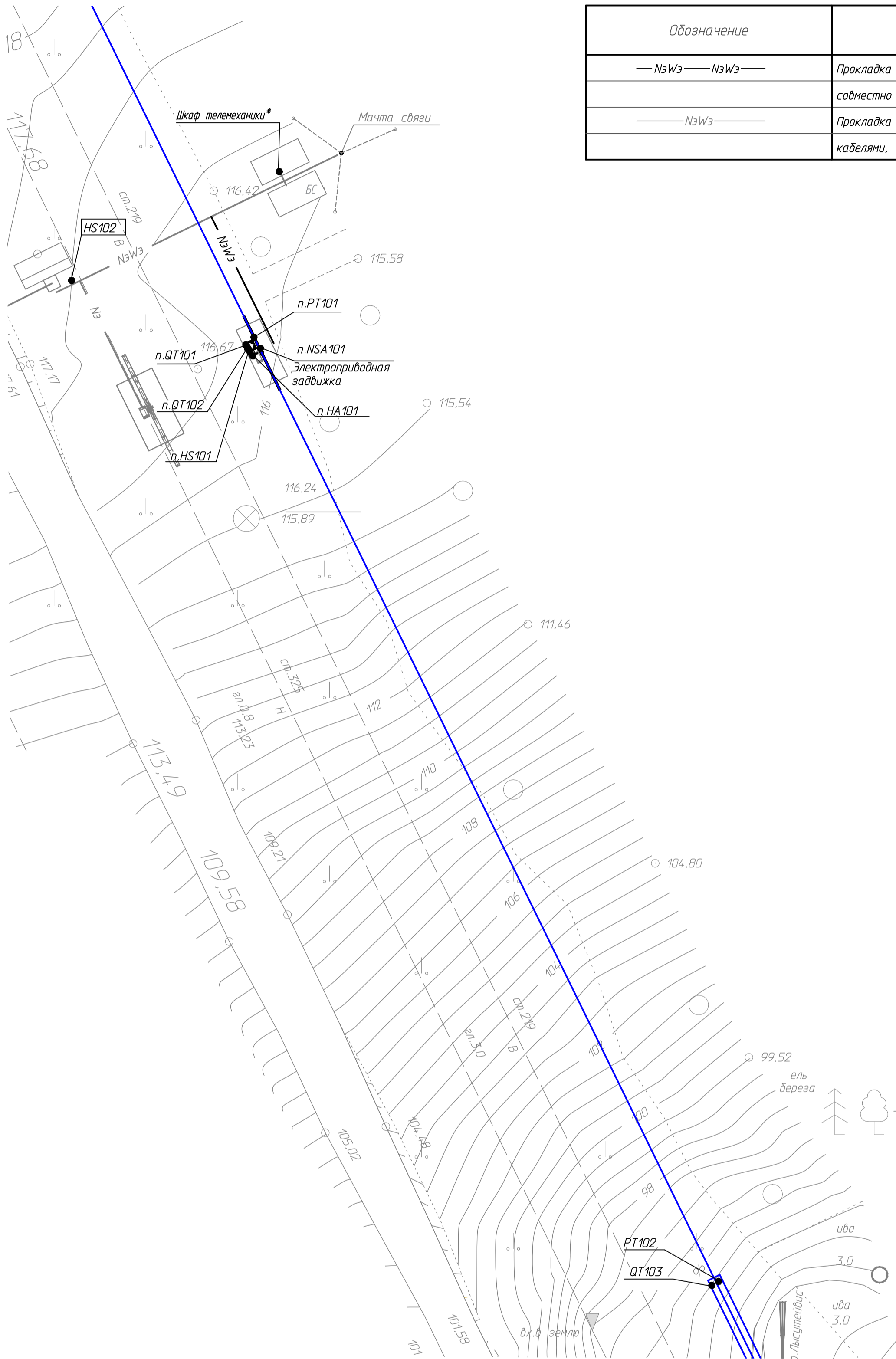
Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
— W1 —	Прокладка кабелей КИП в трубе в траншее
— NэWэ — NэWэ —	Прокладка кабелей КИП по проектируемой эстакаде совместно с силовыми кабелями

						27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г15		
						Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Шнер			10.22	П		1
Проверил		Конанов			10.22			
Нач. отд.		Полков			10.22			
Н. контр.		Салдаева			10.22	План расположения приборов и средств автоматизации.		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

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

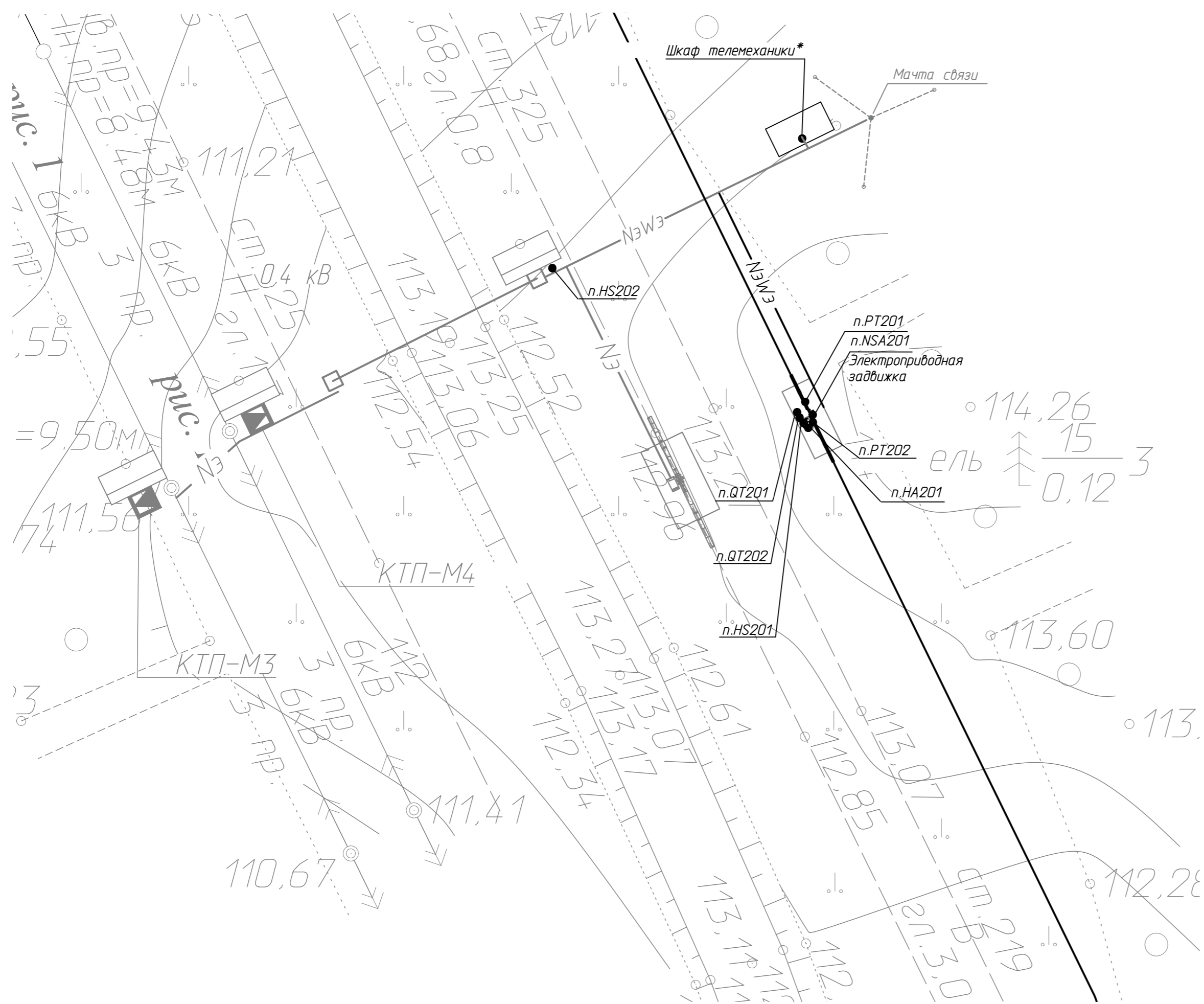
Обозначение	Наименование
— NэWэ — NэWэ —	Прокладка кабелей КИП по проектируемой эстакаде совместно с силовыми кабелями
— NэWэ —	Прокладка кабелей КИП по эстакаде совместно с силовыми кабелями, учтенной в 27-04-2НИПИ/2022-1



1. "\*" - учтено по заказу 27-04-2НИПИ/2022-1.

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

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г16							
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от п. вр. к. №4, 65 до УПН Восточный Ламбейшор							
Изм.	Колч.	Лист	№ дж.	Подп.	Дата		
Разраб.	Шнер				10.22		
Проверил	Конанов				10.22		
Нач. отд.	Полков				10.22		
Н. контр	Салдаева				10.22		
План расположения приборов и средств автоматизации. Узел береговой задвижки (правый берег).					Стадия	Лист	Листов
					П		1
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		
					Формат А2		



Обозначения условные графические

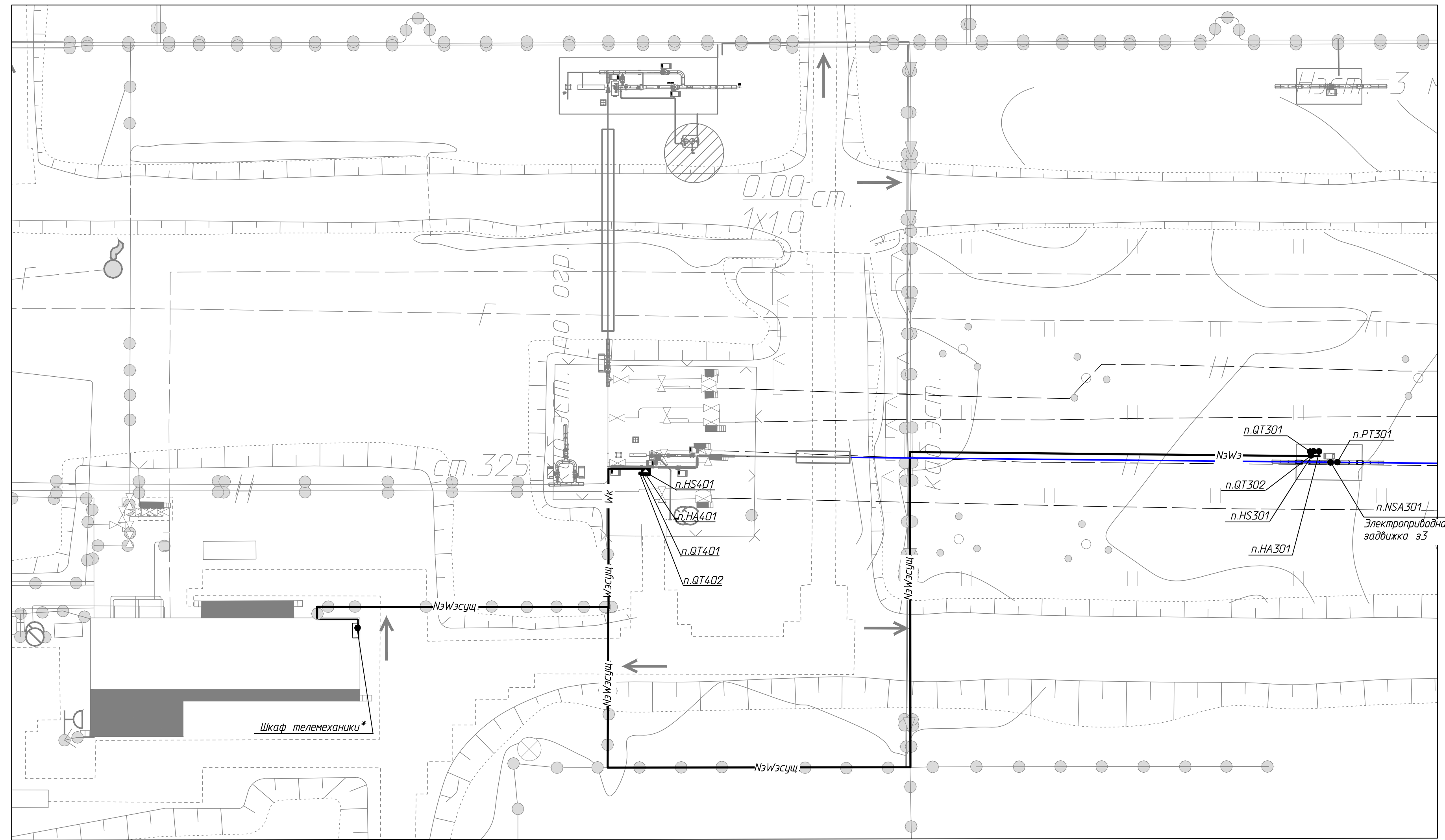
Обозначение	Наименование
— НЭВЭ — НЭВЭ —	Прокладка кабелей КИП по проектируемой эстакаде совместно с силовыми кабелями
— НЭВЭ —	Прокладка кабелей КИП по эстакаде совместно с силовыми кабелями, учтенной в 27-04-2НИПИ/2022-1-ТКР1.Г44

Инд. № подл.	Подп. и дата взам. инд. №	Согласовано

1. "\*" - учтено по заказу 27-04-2НИПИ/2022-1.

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г17							
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т. вр. к. №4, 65 до УПН Восточный Ламбейшор							
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разработ.	Шнер				10.22		
Проверил	Конанов				10.22		
Нач. отд.	Попков				10.22		
Н. контр	Салдаева				10.22		
План расположения приборов и средств автоматизации. Узел береговой задвижки (левый берег).					Стадия	Лист	Листов
					П		1
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		

С



Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
—NzWz—	Прокладка кабелей КИП по проектируемой эстакаде совместно с силовыми кабелями
—NzWzсуц—	Прокладка кабелей КИП по существующей эстакаде совместно с силовыми кабелями
—Wzсуц—	Прокладка кабелей КИП по существующей эстакаде
—Wk—	Прокладка кабелей КИП по металлоконструкциям

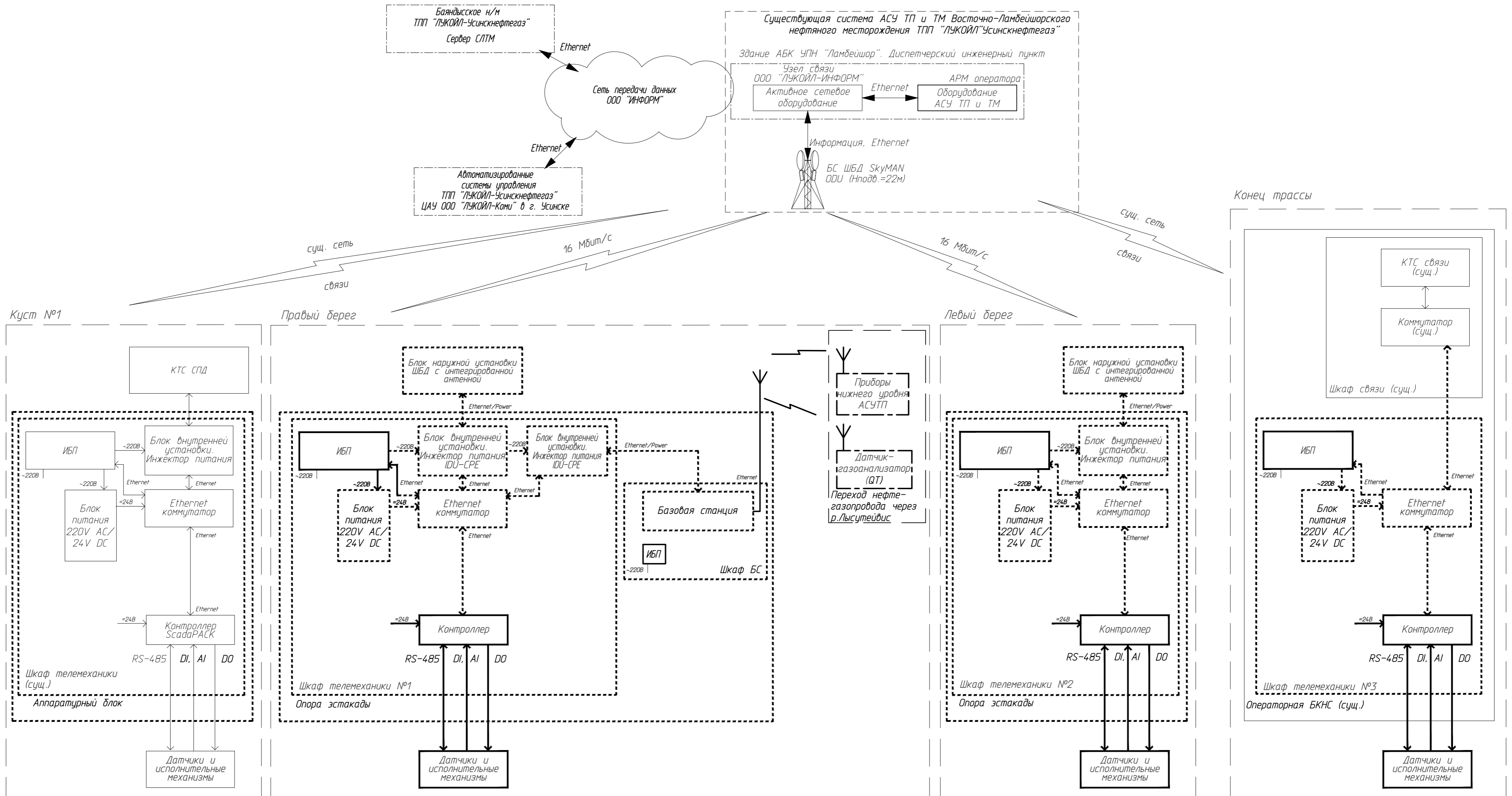
1. "\*" - учтено по заказу 27-04-2НИПИ/2022-1.

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1Г1В					
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ландейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от п. в.р. к. №4, 65 до УПН Восточный Ландейшор					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Шнер				10.22
Проверил	Кананов				10.22
Нач. отв.	Полков				10.22
Н. контр.	Салдаева				10.22
План расположения приборов и средств автоматизации. Камера приема ОУ					000 "НИПИ нефти и газа УГУ"
					Формат А3х3

Согласовано	
Взам. инв. №	
Лист	
Изд. №	



Восточно-Ламдейшорское нефтяное месторождение ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз"



Условные обозначения:

- оборудование существующее
- оборудование по заказу 27-04-2НИПИ-2022-1
- оборудование проектируемое
- оборудование, предусмотренное смежными разделами

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г19					
"Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения". Нефтесборный коллектор от п.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"					
Изм.	Копч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработ.	Сюткин	08.22			
Проверил	Конанов	08.22			
Нач.отд.	Попков	08.22			
Н. контр.	Салдаева	08.22			
Структурная схема КТС АСУТП				Стадия	Лист
				П	1
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

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

Назначение шкафа  
 Номер схемы главных цепей  
 Номер ячейки  
 Сборные шины  
 Выключатель нагрузки (разъединитель)  
 Выключатель (разъединитель)  
 Трансформатор тока  
 Ограничитель перенапряжения (выключатель)  
 Ёмкостной делитель  
 Трансформатор тока нулевой последовател.

Трансформатор  
 Тип  
 Мощность, кВА  
 Напряжение, кВ

Распре. устр-во низкого напряж.  
 Сборные шины  
 Защитный аппарат на линии  
 I тепл.расцеп., А

Маркировка кабеля

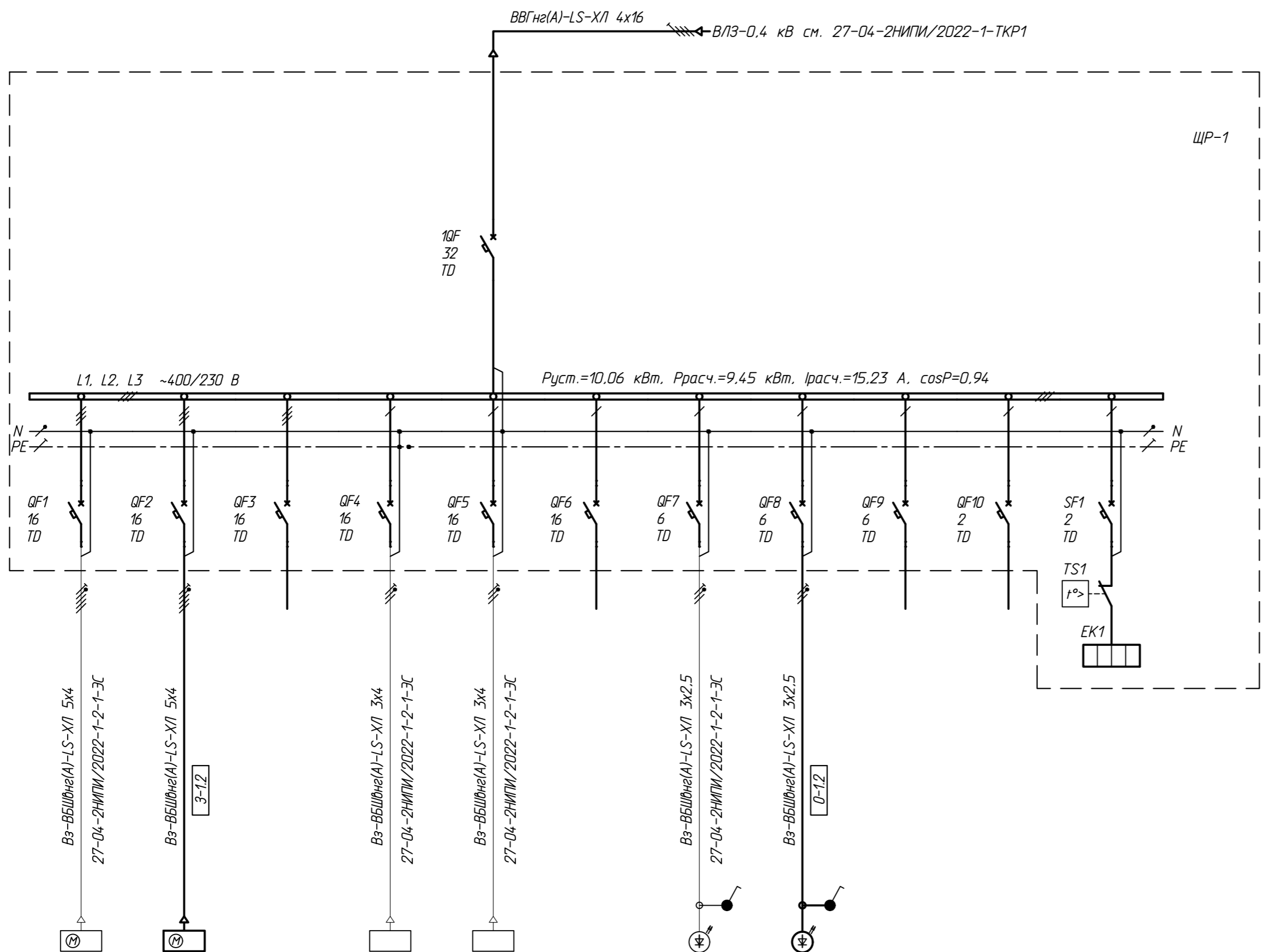
Пусковой аппарат, тип

Маркировка кабеля

Условное обозначение электроприемника

Тип шкафа  
 Мощность, кВт  
 Iрасч. линии, А

Наименование механизма по плану



1. Система заземления TN-S.
2. Климатическое исполнение - УХЛ1.
3. Тип распределителя:  
 TD - фиксированные уставки по току защиты от перегрузки и мгновенной токовой отсечки.

3,0	3,0	2,0	2,0	0,03	0,03				
4,83	4,83	9,67	9,67	0,15	0,15				
Задвижка ПКВ1+29.41	Задвижка ПК45+75.0	Резерв	Шкаф телемеханики	Шкаф базовой станции	Резерв	Освещение узла береговой задвижки ПКВ1+29.41	Освещение узла береговой задвижки ПК45+75.0	Резерв	Резерв

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г20				
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"				
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата
Разраб.		Салдаев		05.23
Проверил		Попков		05.23
Нач. отд.		Попков		05.23
Н. контр.		Салдаева		05.23
Узел береговой задвижки ПК45+75.0. ЩР-1. Схема электрическая однолинейная			Стадия	Лист
			П	1
			ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

Назначение шкафа  
 Номер схемы главных цепей  
 Номер ячейки  
 Сборные шины  
 Выключатель нагрузки (разъединитель)  
 Выключатель (разъединитель)  
 Трансформатор тока  
 Ограничитель перенапряжения (выключатель)  
 Ёмкостной делитель  
 Трансформатор тока нулевой последователь.

Трансформатор  
 Тип  
 Мощность, кВА  
 Напряжение, кВ

Распре. устр-во низкого напряж.  
 Сборные шины  
 Защитный аппарат на линии  
 I тепл.расцеп., А

Маркировка кабеля

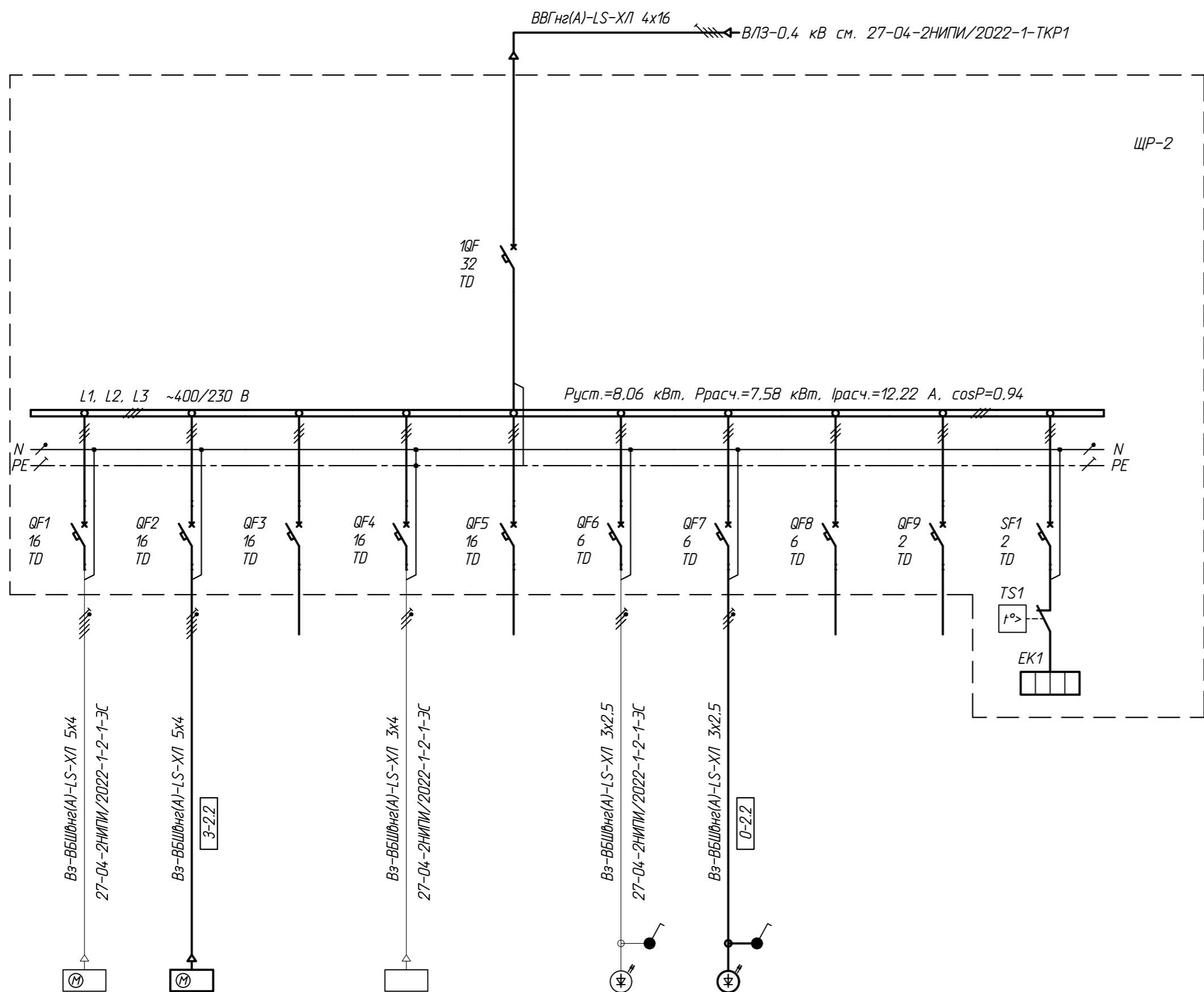
Пусковой аппарат, тип

Маркировка кабеля

Условное обозначение электроприемника

Тип шкафа  
 Мощность, кВт  
 Iрасч. линии, А

Наименование механизма по плану



3,0	3,0	2,0	0,03	0,03				
4,83	4,83	9,67	0,15	0,15				
Задвижка ПК86+87,72	Задвижка ПК51+34,0	Резерв	Шкаф телемеханики	Резерв	Освещение узла береговой задвижки ПК86+87,72	Освещение узла береговой задвижки ПК51+34,0	Резерв	Резерв

1. Система заземления TN-S.
2. Климатическое исполнение - УХЛ1.
3. Тип распределителя:  
 TD - фиксированные уставки по току защиты от перегрузки и мгновенной токовой отсечки.

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г21				
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"				
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата
Разраб.		Салдаев		05.23
Проверил		Попков		05.23
Нач. отд.		Попков		05.23
Н. контр.		Салдаева		05.23
Узел береговой задвижки ПК51+34,0. ЩР-2. Схема электрическая однолинейная			Стадия	Лист
			П	1
			ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

Распределительное устройство высокого напряжения	Назначение шкафа
	Номер схемы главных цепей
	Номер ячейки
	Сборные шины
	Выключатель нагрузки (разъединитель)
	Выключатель (разъединитель)
	Трансформатор тока
	Ограничитель перенапряжения (выключатель)
Ёмкостной делитель	
Трансформатор тока нулевой последовател.	

Трансформатор  
Тип  
Мощность, кВА  
Напряжение, кВ

Распре. устр-во низкого напряж.	Сборные шины
	Защитный аппарат на линии I тепл.расцеп., А

Маркировка кабеля

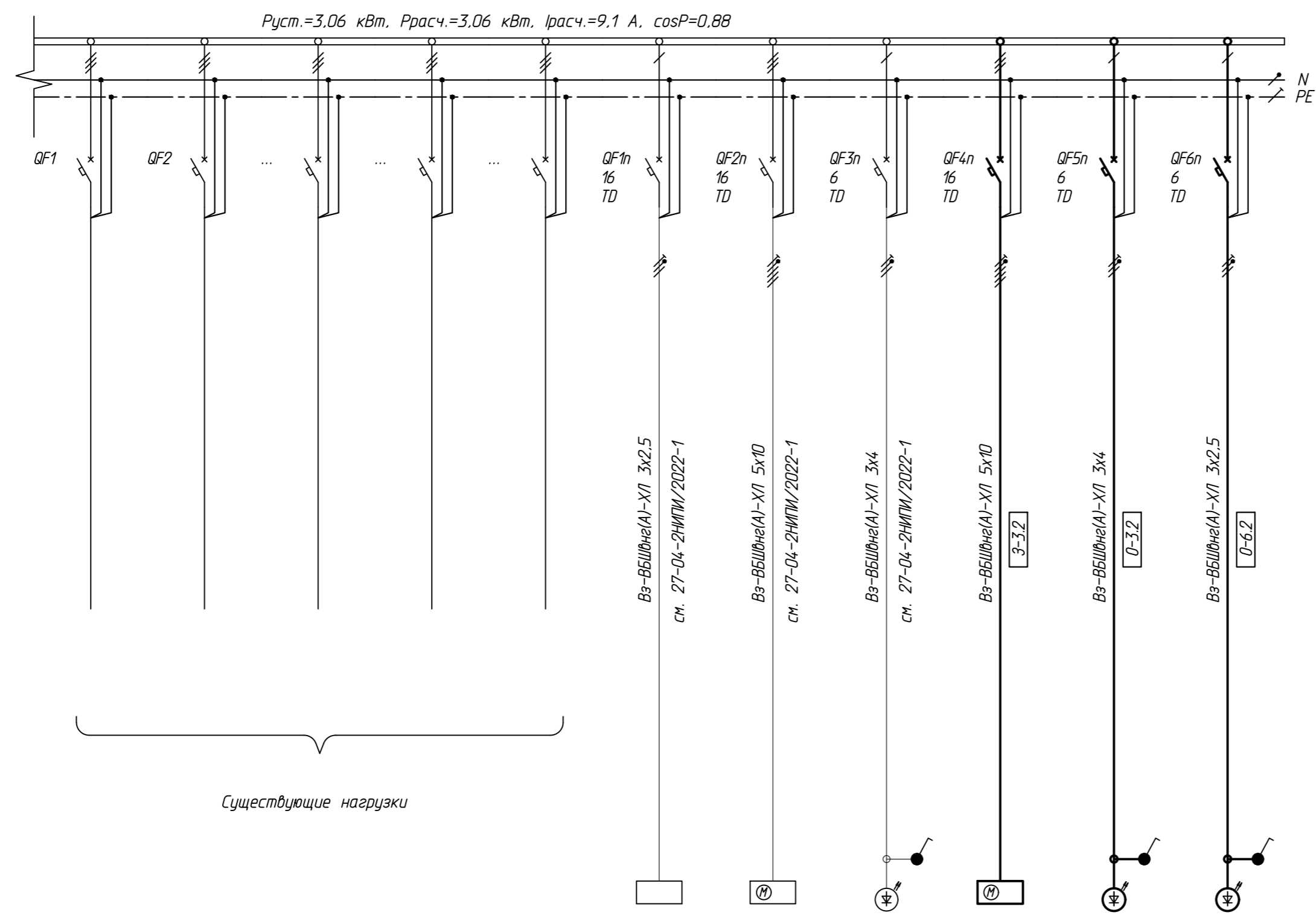
Пусковой аппарат, тип

Маркировка кабеля

Согласовано
Изм. №
Взам. шиф. №
Подп. и дата
Инд. № подл.

Электроприемник	Условное обозначение электроприемника
	Тип шкафа
	Мощность, кВт
	Ирасч. линии, А
Наименование механизма по плану	

КТП БКНС. (сущ.)



					1,0	3,0	0,03	3,0	0,03	0,03
					4,83	4,83	0,15	4,83	0,15	0,15
					Шкаф телемеханики	Задвижка 3-3 ПК111+02.96	Освещение узла запорной охранной арматуры ПК111+02.96	Задвижка 3-3,2 ПК74+74.0	Освещение узла запорной охранной арматуры ПК74+74.0	Освещение узла приема СОД ПК75+73.1

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Автоматический выключатель, ЗР, кривая С, 16 А, 6 кА.	1	0,375	QF4n
2		Автоматический выключатель, 1Р, кривая С, 6 А, 6 кА.	2	0,215	QF5n, QF6n
3	ТУ 16-705.501-2010	Провод с медной жилой, изоляцией из ПВХ пластиката (коричневого цвета), 1х6 мм <sup>2</sup> . ПуГВ 1х6, м	12	0,075	
4	DIN 46235	Наконечник медный луженый, 6 мм <sup>2</sup> , М6, ТМЛ 6-6 (КВТ)	16	0,02	

1. Система заземления TN-S.
2. Утолщенными линиями показано устанавливаемое в рамках данной проектной документации оборудование.
3. Для подключения проектируемых электропотребителей в КТП-6/0,4кВ предусматривается установка автоматических выключателей QF4n 16А - 1шт и QF5n, QF6n 6А - 2шт.

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г22					
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Савватеев			05.23
Проверил		Попков			05.23
Нач. отд.		Попков			05.23
Н. контр.		Салдаева			05.23
КТП БКНС. Схема электрическая однолинейная					Стадия
					Лист
					Листов
					1
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"					

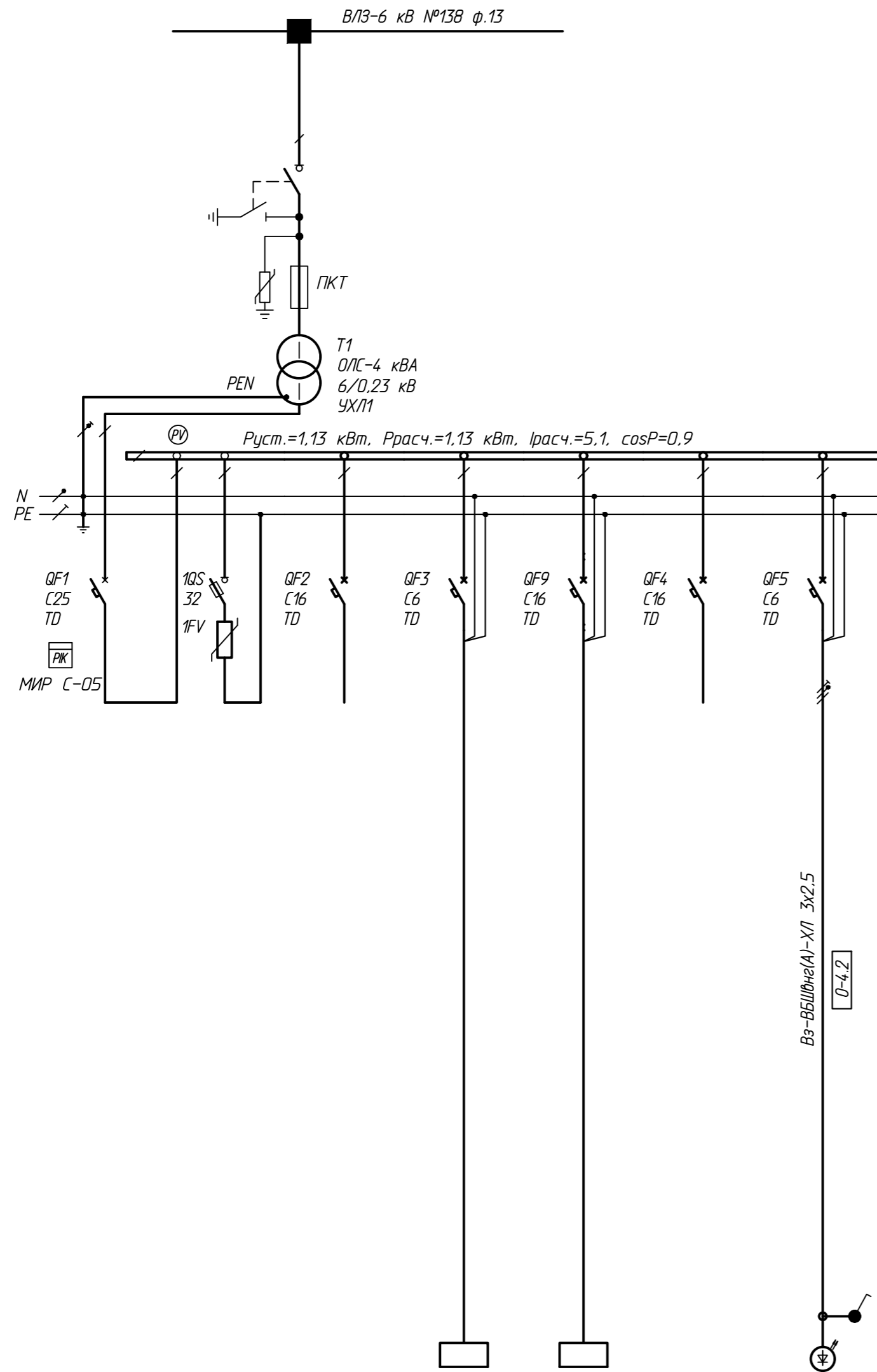
Распределительное устройство высокого напряжения	Назначение шкафа
	Номер схемы главных цепей
	Номер ячейки
	Сборные шины
	Выключатель нагрузки (разъединитель)
	Выключатель (разъединитель)
	Трансформатор тока
	Ограничитель перенапряжения (выключатель)
Ёмкостной делитель	
Трансформатор тока нулевой последователь.	

Трансформатор	Тип
	Мощность, кВА
Распределительное устройство низкого напряж.	Сборные шины
	Защитный аппарат на линии I тепл.расцеп., А

Маркировка кабеля
Пусковой аппарат, тип

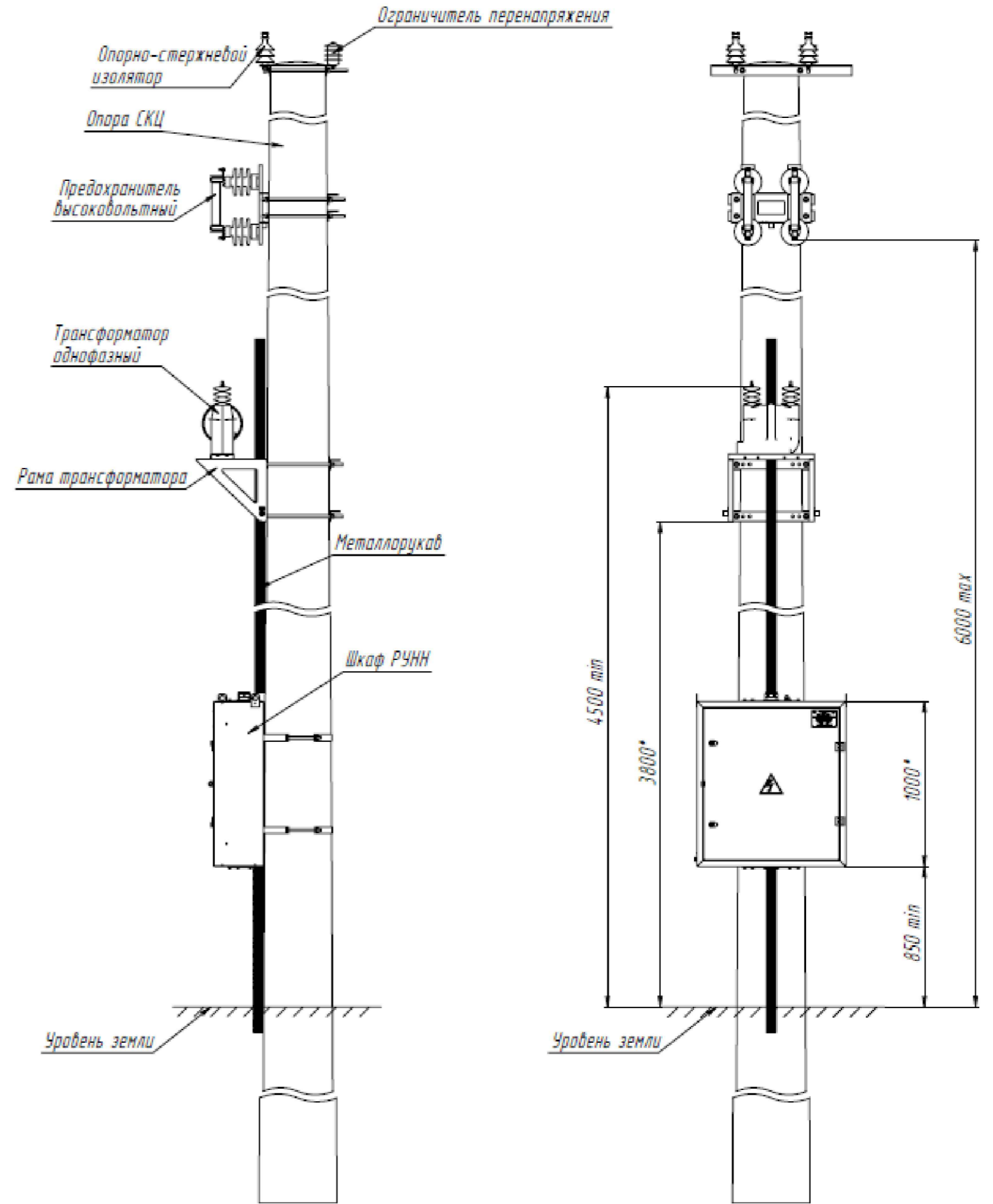
Маркировка кабеля
-------------------

Электроприемник	Условное обозначение электроприемника
	Тип шкафа
	Мощность, кВт
	Ирасч.линии, А
	Наименование механизма по плану



			0,1	1	0,03	
			0,45	4,5	0,15	
Вводной выключатель	УЗИП I-II класса (90 кА*)	Резерв	Измеритель коммутатор ROSSMA	Шкаф КИП №1	Резерв	Освещение узла пуска СОД на ПК0+36.8

Общий вид КТП-М №1



- КТП-М-4/6/0,23-УХЛ1 №1 устанавливается на опоре №138 ф.13 ВЛЭ-6 кВ
- Система заземления TN-S.
- Тип расцепителя:  
 TD - фиксированные уставки по току защиты от перегрузки и мгновенной токовой отсечки;  
 L - регулируемые уставки по току защиты от перегрузки;  
 S - регулируемые уставки по току селективной токовой отсечки;  
 I - регулируемые уставки по току мгновенной токовой отсечки;  
 T - регулируемые уставки по времени.

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г23						
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УЛН "Восточный Ламбейшор"						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Салдаев				05.23	
Проверил	Попков				05.23	
Нач. отд.	Попков				05.23	
Н. контр.	Салдаева				05.23	
Узел пуска СОД на ПК0+36.8. КТП-М №1. Схема электрическая однолинейная				Стадия	Лист	Листов
				П		1
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"				Формат А2		

Распределительное устройство высокого напряжения

Назначение шкафа  
 Номер схемы главных цепей  
 Номер ячейки  
 Сборные шины  
 Выключатель нагрузки (разъединитель)  
 Выключатель (разъединитель)  
 Трансформатор тока  
 Ограничитель перенапряжения (выключатель)  
 Ёмкостной делитель  
 Трансформатор тока нулевой последователь.

Трансформатор  
 Тип  
 Мощность, кВА  
 Напряжение, кВ

Распределительное устройство низкого напряжения

Сборные шины  
 Защитный аппарат на линии  
 I тепл.расцеп., А

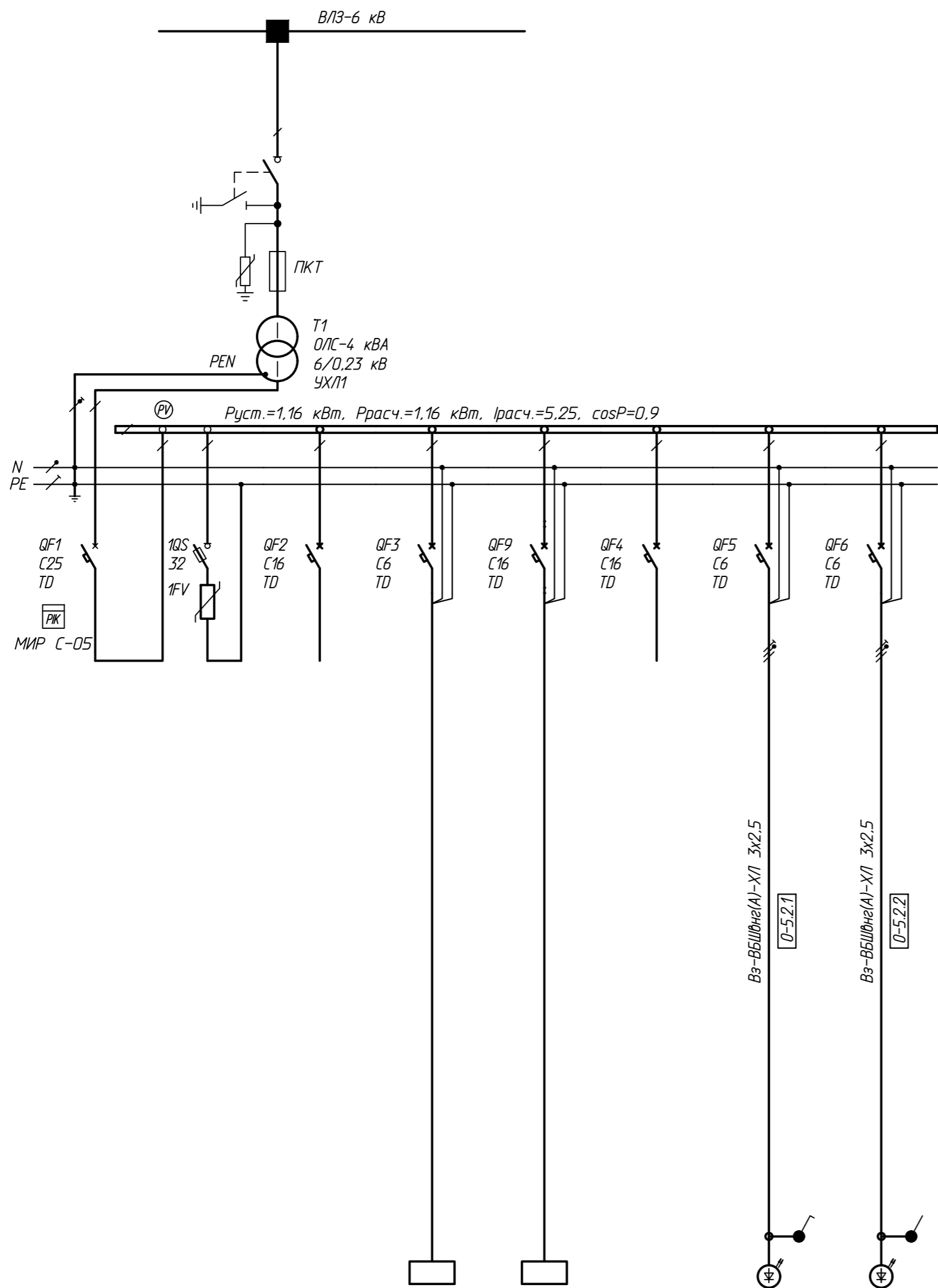
Маркировка кабеля

Пусковой аппарат, тип

Маркировка кабеля

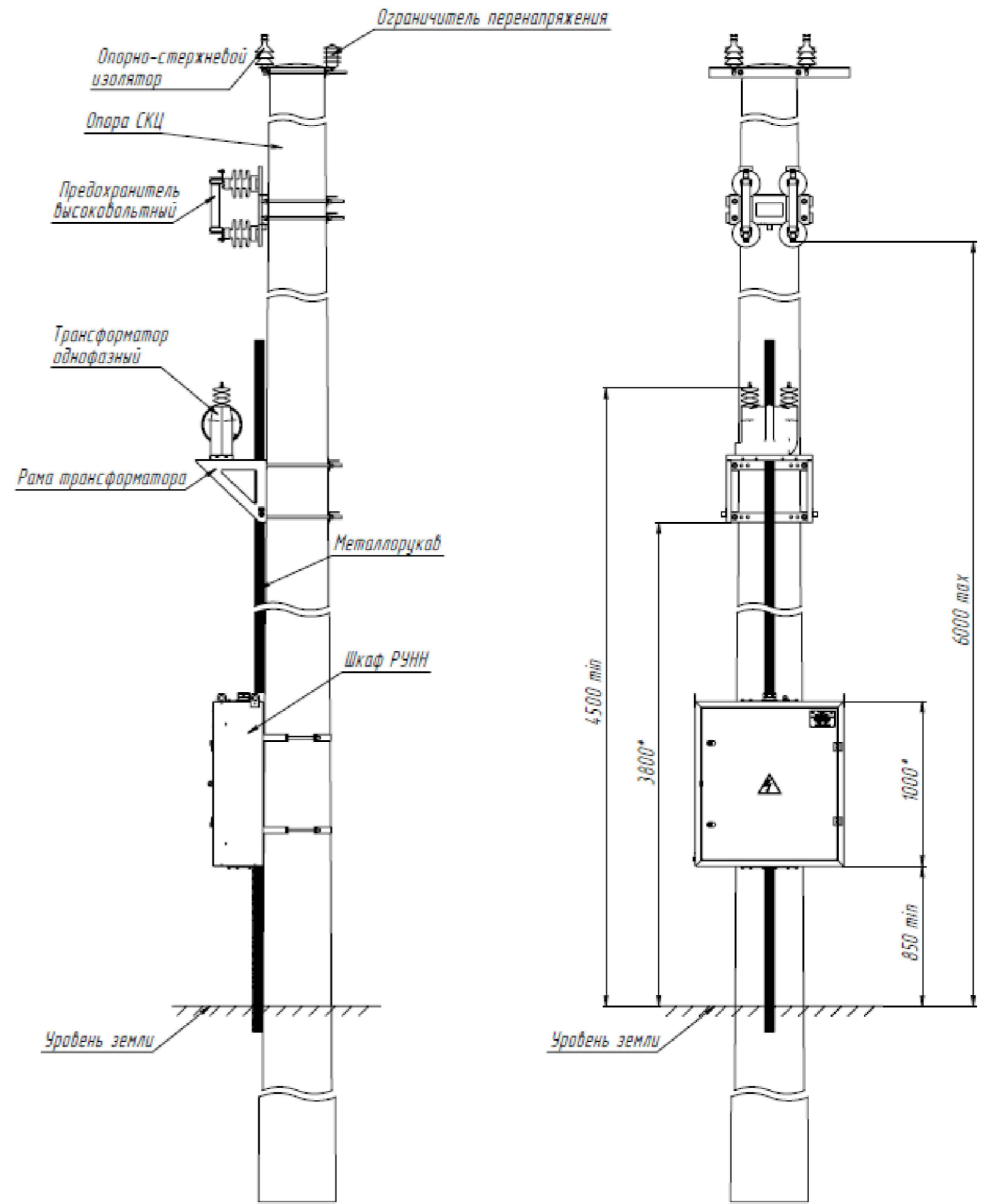
Условное обозначение электроприемника

Тип шкафа  
 Мощность, кВт  
 I расч. линии, А  
 Наименование механизма по плану



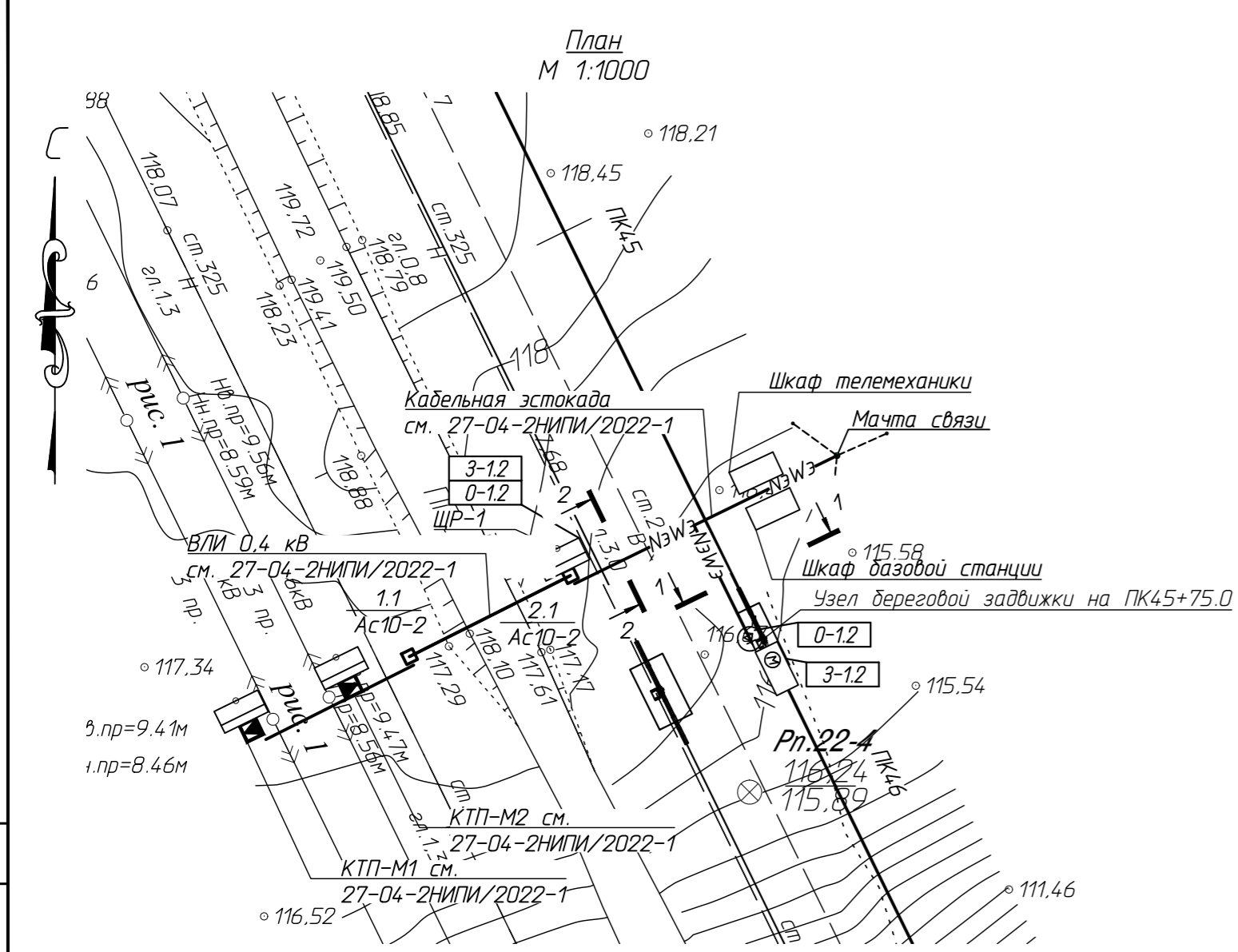
						0,1	1	0,03	0,03
						0,45	4,5	0,15	0,15
Вводной выключатель	УЗИП I+II класса (90 кА*)	Резерв	Измеритель коммутатор ROSSMA	Шкаф КИП №2	Резерв			Освещение узла подключения от к.2 на ПК35+82,7	Освещение узла подключения от к.2 на ПК35+82,7

Общий вид КТП-М №2



- КТП-М-4/6/0,23-УХЛ1 №2 устанавливается на опоре ВЛ3-6 кВ
- Система заземления TN-S.
- Тип расцепителя:  
 TD - фиксированные уставки по току защиты от перегрузки и мгновенной токовой отсечки;  
 L - регулируемые уставки по току защиты от перегрузки;  
 S - регулируемые уставки по току селективной токовой отсечки;  
 I - регулируемые уставки по току мгновенной токовой отсечки;  
 T - регулируемые уставки по времени.

						27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г24		
						Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разработ.	Салдаев				05.23	П		1
Проверил	Попков				05.23			
Нач. отд.	Попков				05.23			
Н. контр.	Салдаева				05.23	Узел подключения от к.2 на ПК35+82,7. КТП-М №2. Схема электрическая однолинейная		
						ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		

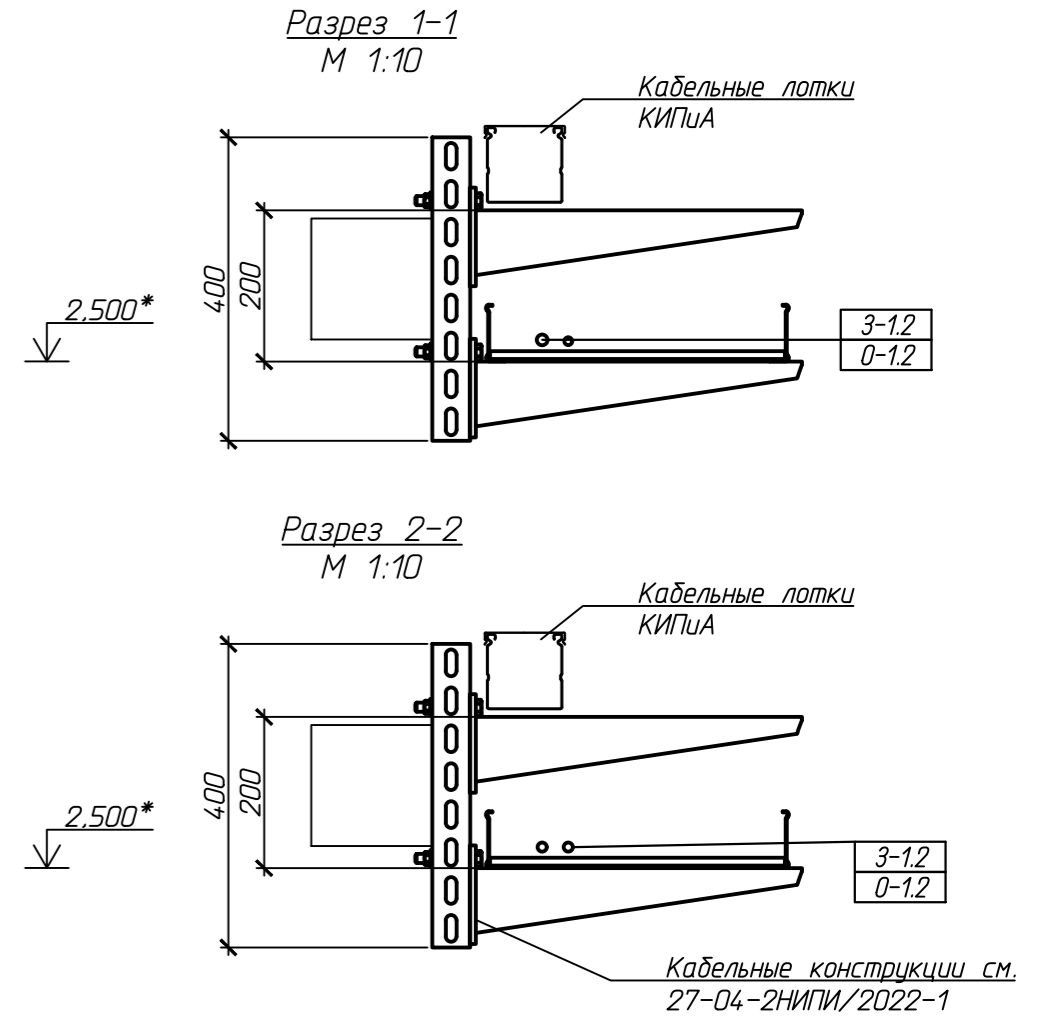


Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
	Анкерная опора ВЛЗ-0,4 кВ
$\frac{1.1}{\text{АС}10-2}$	номер опоры тип опоры
	Комплектная трансформаторная подстанция мачтовая
$\text{---} \text{NЭWЭ} \text{---} \text{NЭWЭ} \text{---}$	Силовые кабели, прокладываемые по проектируемой эстакаде
$\text{---} \text{NЭWЭ} \text{---} \text{NЭWЭ} \text{---}$	Силовые кабели, прокладываемые по проекту
	см. 27-04-2НИПИ/2022-1
$\text{---} \text{Nк} \text{---} \text{Nк} \text{---}$	Силовые кабели, прокладываемые в коробе по ограждению
	Щит силовой на опоре воздушной линии
	Щит телемеханики
	Электроприводная задвижка
	Светодиодный светильник

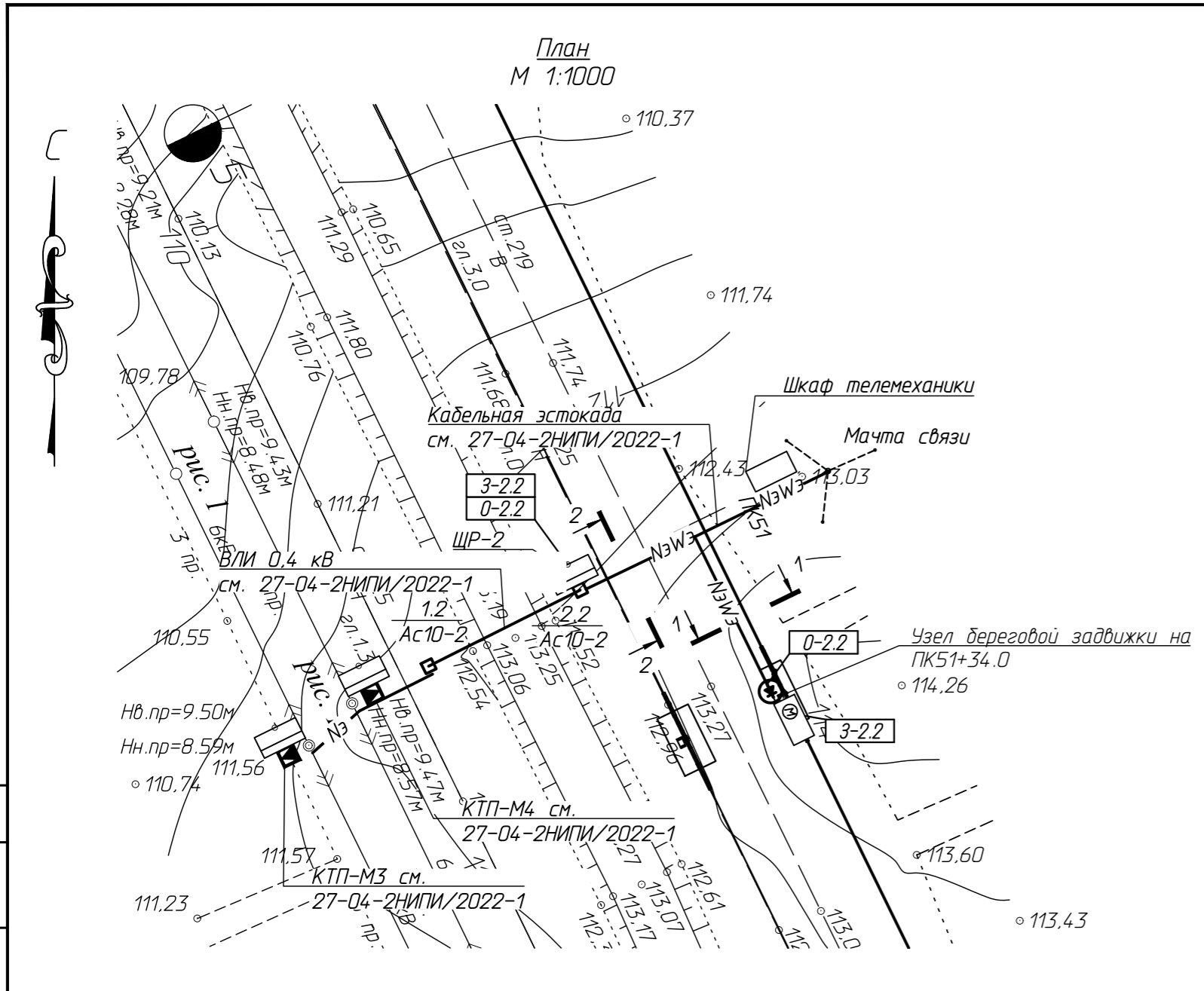
Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Кабеленесущие конструкции	1		компл.
2		Кабельная стяжка СКС(304) 4.6x300	70	0,007	
3		Бирка кабельная стальная	6	0,004	
		МБС (304) 89x19			
4		Термоусадочная трубка с клеевым слоем, коэффициент усадки 6:1, ~1000 В, $\phi 14-63$ мм, ТТ-(6Х)-69.8/11.7, 1.22 м, рулон	1	0,38	
5	ГОСТ 3262-75*	Труба водогазопроводная оцинкованная Ц25x3,2, м	6	2,39	
6		Металлоручка герметичный в ПВХ оболочке, МРПинг "NORD" 25, $\phi 23,7$ мм, м	4	0,24	
7		Скоба металлическая двухлапковая, $\phi 25-26$ мм, СМД-(25-26)	12	0,02	
8		Кабель силовой, бронированный, ВЗ-ВБШвнг(A)-LS-XЛ 5x4ок(N,PE)-1,0, м	65	0,674	
9		Кабель силовой, бронированный, ВЗ-ВБШвнг(A)-LS-XЛ 3x2,5ок(N,PE)-1,0, м	60	0,382	
10		Стойка освещения СО	1	14,044	



- Опуски кабеля вдоль стоек кабельных эстакад выполнить в металлических трубах.
- Шаг кабельных стоек на эстакаде - 1,8 м, крепление кабелей - с шагом 2,0 м, установка джок - в начале/конце линии и через каждые 50 м.

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г25					
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Савватеев			05.23
Проверил		Попков			05.23
Нач. отд.		Попков			05.23
Н. контр.		Салдаева			05.23
Узел береговой задвижки ПК45+75.0. План электроснабжения					Стадия
					Лист
					Листов
					п
					1
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"
Формат А4x3					

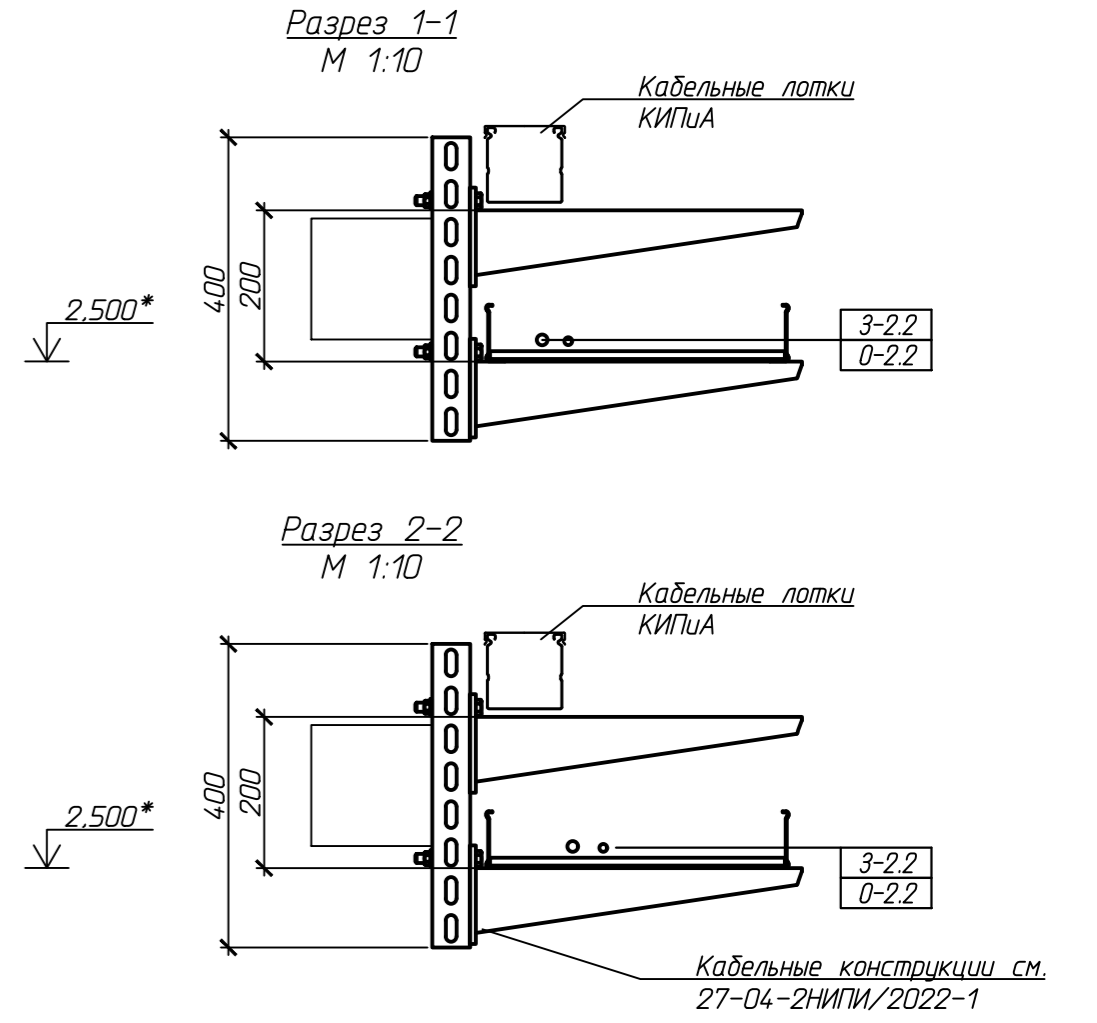


Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
	Анкерная опора ВЛЗ-0,4 кВ
$\frac{1.1}{\text{Ас10-2}}$	номер опоры тип опоры
	Комплектная трансформаторная подстанция мачтовая
$\text{—} \text{НЭВЭ} \text{—} \text{НЭВЭ} \text{—}$	Силовые кабели, прокладываемые по проектируемой эстакаде
$\text{—} \text{НЭВЭ} \text{—} \text{НЭВЭ} \text{—}$	Силовые кабели, прокладываемые по проекту
	см. 27-04-2НИПИ/2022-1
$\text{—} \text{Нк} \text{—} \text{Нк} \text{—}$	Силовые кабели, прокладываемые в коробе по ограждению
	Щит силовой на опоре воздушной линии
	Щит телемеханики
	Электроприводная задвижка
	Светодиодный светильник

Спецификация

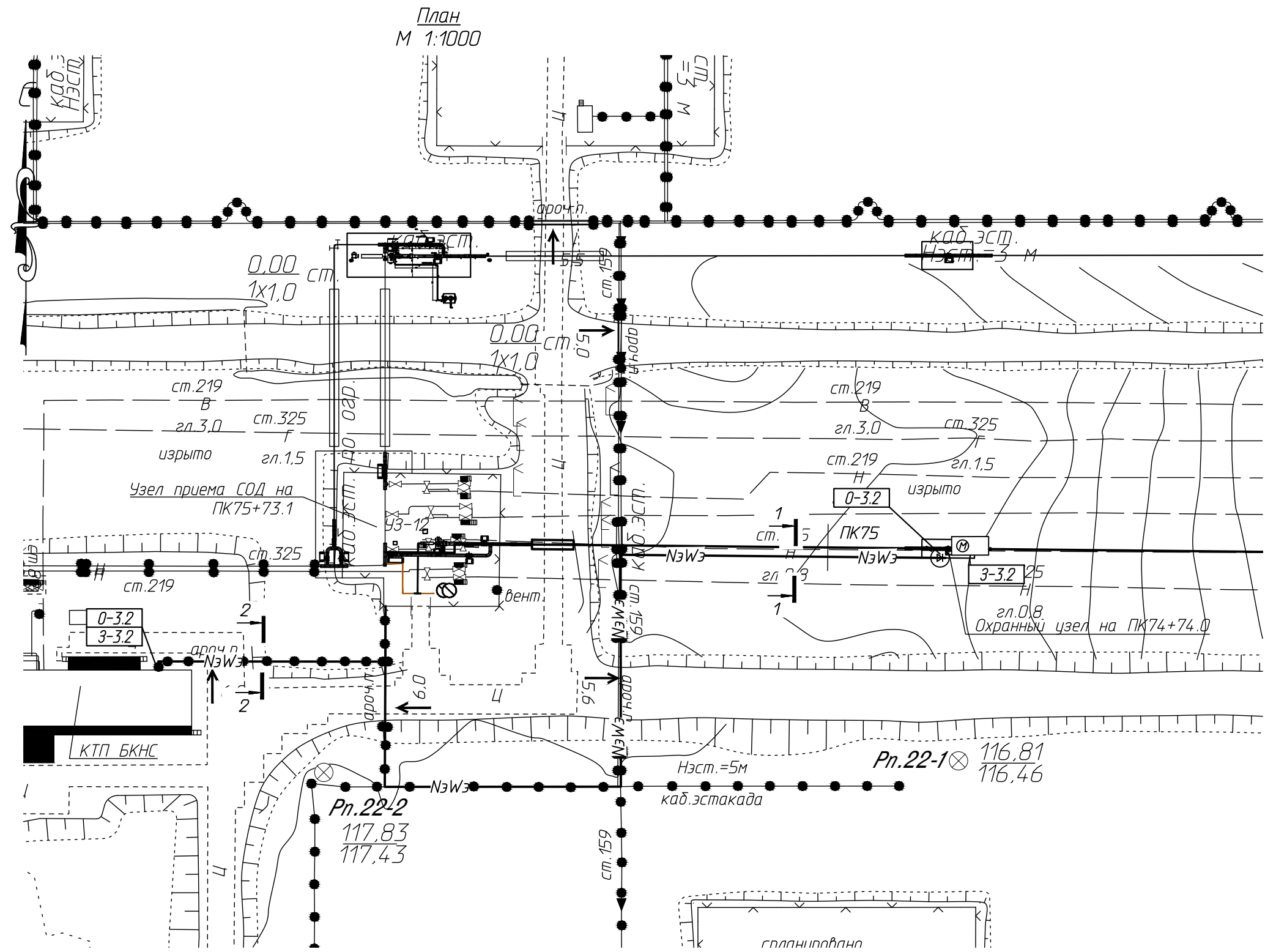
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Кабеленесущие конструкции	1		компл.
2		Кабельная стяжка СКС(304) 4.6x300	80	0,007	
3		Бирка кабельная стальная	6	0,004	
4		МБС (304) 89x19			
		Термоусадочная трубка с клеевым слоем, коэффициент усадки 6:1, ~1000 В, $\phi$ 14-63 мм, ТТ-(6Х)-69.8/11.7, 1.22 м, рулон	1	0,38	
5	ГОСТ 3262-75*	Труба водогазопроводная оцинкованная Ц25x3.2, м	6	2,39	
6		Металлорукав герметичный в ПВХ оболочке, МРПинг "NORD" 25, $\phi$ 23,7 мм, м	4	0,24	
7		Скоба металлическая двухлапковая, $\phi$ 25-26 мм, СМД-(25-26)	12	0,02	
8		Кабель силовой, бронированный, Вэ-ВБШвнг(А)-LS-XЛ 5x4ок(N,PE)-1,0, м	70	0,674	
9		Кабель силовой, бронированный, Вэ-ВБШвнг(А)-LS-XЛ 3x2,5ок(N,PE)-1,0, м	65	0,382	
10		Стойка освещения СО	1	14,044	



- Опуски кабеля вдоль стоек кабельных эстакад выполнить в металлических трубах.
- Шаг кабельных стоек на эстакаде - 1,8 м, крепление кабелей - с шагом 2,0 м, установка дироков - в начале/конце линии и через каждые 50 м.

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г26					
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Савватеев	05.23			
Проверил	Попков	05.23			
Нач. отд.	Попков	05.23			
Н. контр.	Салдаева	05.23			
Узел береговой задвижки ПК51+34.0. План электроснабжения					Стадия
					Лист
					Листов
					П
					1
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"
Формат А4x3					



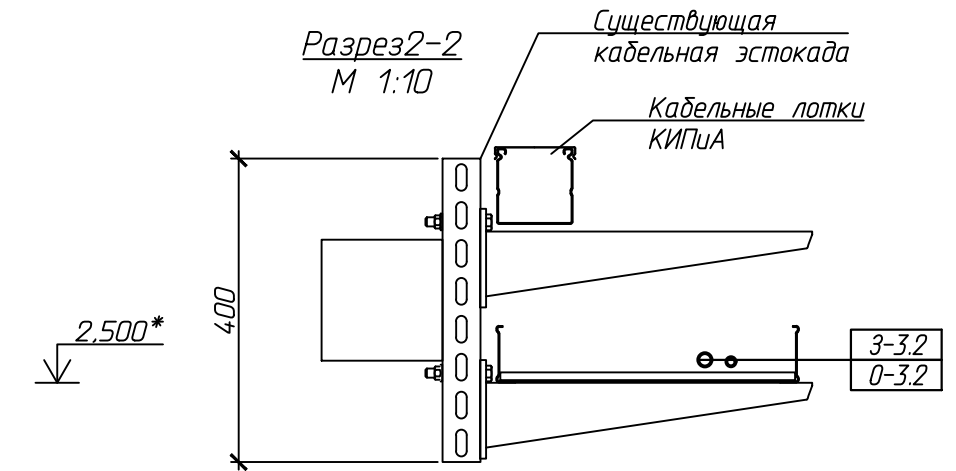
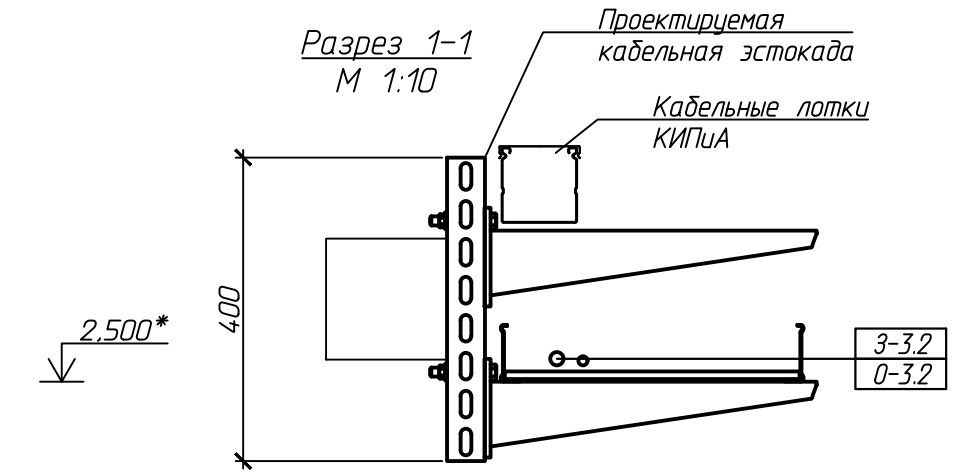


Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
— N3W3 — N3W3 —	Силовые кабели, прокладываемые по проектируемой эстакаде
— N3W3 — N3W3 —	Силовые кабели, прокладываемые по существующей эстакаде
— Nk — Nk —	Силовые кабели, прокладываемые в коробе по ограждению
⊕	Электроприводная задвижка
⊙	Светодиодный светильник

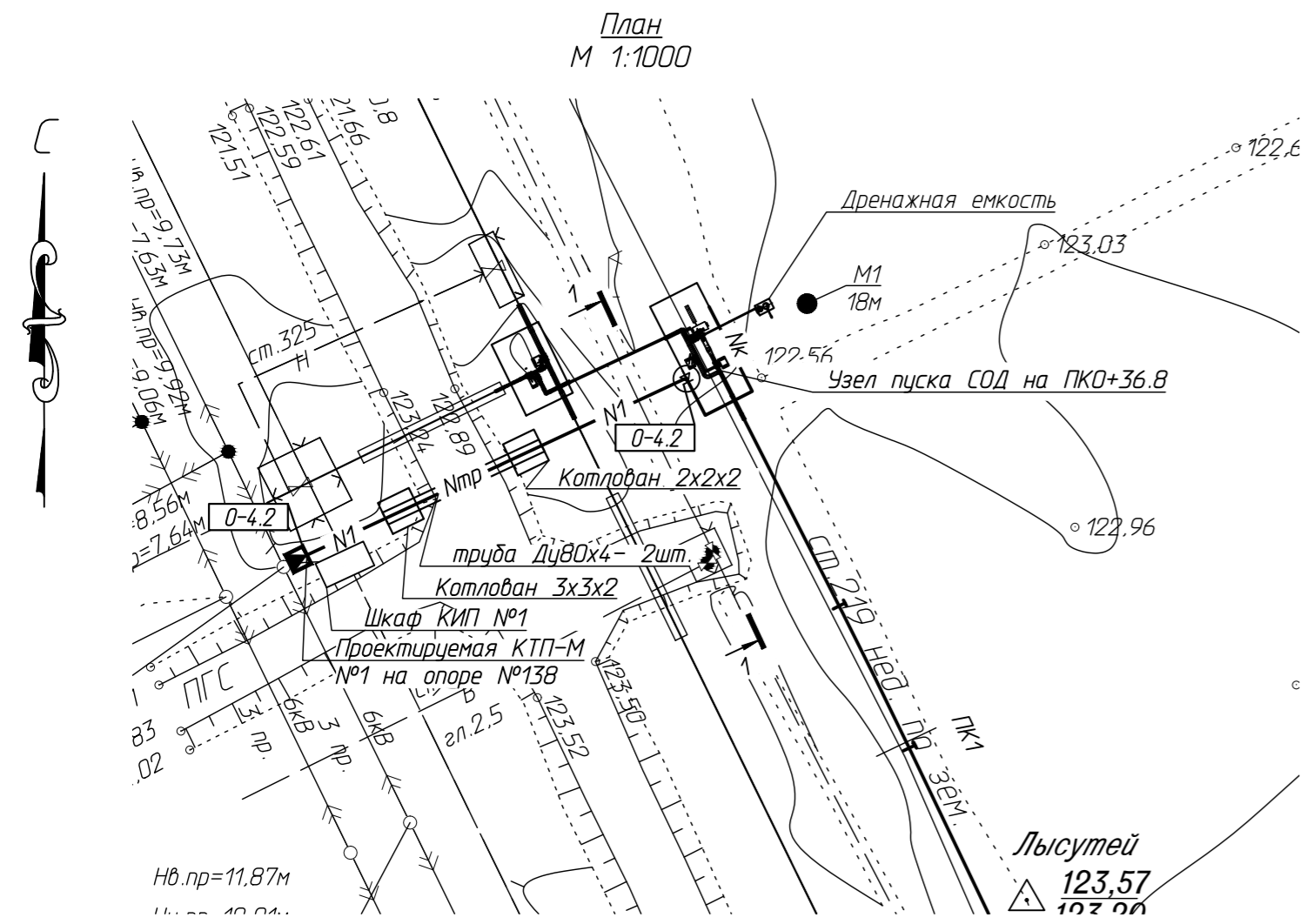
Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Кабеленесущие конструкции			
2		Кабельная стяжка (КС(304) 4.6x300)	350	0.007	
3		Бирка кабельная стальная МБС (304) 89x19	16	0.004	
4		Термоусадочная трубка с клеевым слоем, коэффициент усадки 6:1, ~1000 В, Ø14-63 мм, ТТ-(6X)-69.8/11.7, 1.22 м. рулон	1	0.38	
5	ГОСТ 3262-75*	Труба водогазопроводная оцинкованная Ц25x3.2, м	3	2.39	
6	ГОСТ 3262-75*	Труба водогазопроводная оцинкованная Ц32x3.2, м	3	3.09	
7		Металлорукав герметичный в ПВХ оболочке, МРПинг "NORD" 25, Ø23.7 мм, м	2	0.24	
8		Металлорукав герметичный в ПВХ оболочке, МРПинг "NORD" 32, Ø30.4 мм, м	2	0.36	
9		Скоба металлическая двухлапковая, Ø25-26 мм, СМД-(25-26)	6	0.02	
10		Скоба металлическая двухлапковая, Ø31-32 мм, СМД-(31-32)	6	0.02	
11		Кабель силовой, бронированный, Вэ-ВВШвнг(А)-LS-XЛ 5x10ок(Н,РЕ)-1.0, м	345	1.101	
12		Кабель силовой, бронированный, Вэ-ВВШвнг(А)-LS-XЛ 3x4ок(Н,РЕ)-1.0, м	340	0.503	
13		Стойка освещения СО	1	14.044	



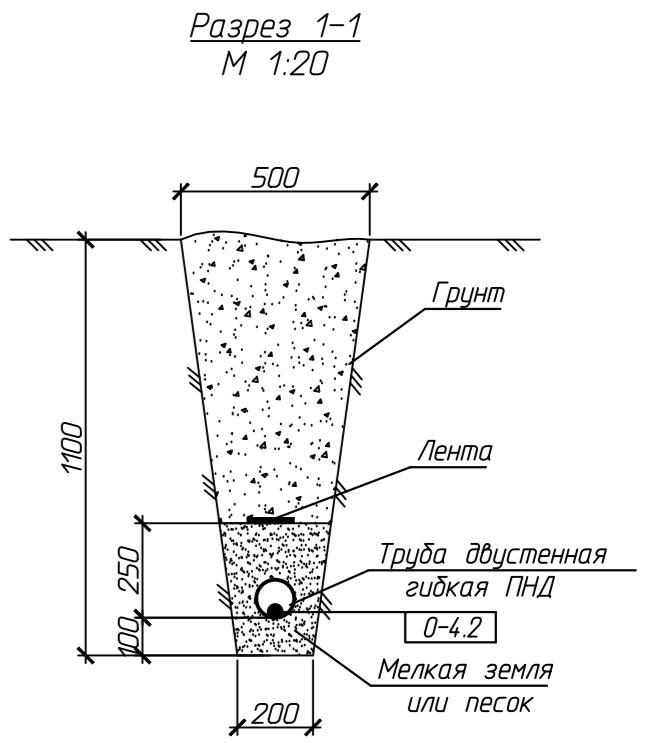
1. Опуски кабеля вдоль стоек кабельных эстакад выполнить в металлических трубах.
2. Шаг кабельных стоек на эстакаде - 1.8 м, крепление кабелей - с шагом 2.0 м, установка дырок - в начале/конце линии и через каждые 50 м.

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г27					
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтедоборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Салдаев			05.23
Проверил		Попков			05.23
Нач. отд.		Попков			05.23
Н. контр.		Салдаева			05.23
					Узел охранной арматуры ПК74+74.0. План электроснабжения
				Стадия	Лист
				П	1
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Кабельная стяжка КС(304) 4.6х300	10	0.007	
2		Бирка кабельная стальная	2	0.004	
		МБС (304) 89х19			
3		Термоусадочная трубка с клеевым слоем, коэффициент усадки 6:1, ~1000 В, Ø14-63 мм, ТТ-(6X)-69.8/11.7, 1.22 м. рулон	1	0.38	
4	ГОСТ 3262-75*	Труба водогазопроводная оцинкованная Ц25х3.2, м	3	2.39	
5		Металлорукав герметичный в ПВХ оболочке, МРПинг "NORD" 25, Ø23.7 мм, м	2	0.24	
6		Скоба металлическая двухлапковая, Ø25-26 мм, СМД-(25-26)	6	0.02	
7		Кабель силовой, бронированный, Вэ-ВВШВнг(A)-LS-X1 3х2.5ок(N,PE)-1.0, м	80	0.382	
8		Лента сигнальная, ширина 250, м	35	0.01	
9		Труба двустенная гибкая ПНД с протяжкой IP67 Ø63 мм, м	35	14.044	
10		Труба стальная водогазопроводная 80х4, м	60	8.34	
11		Бирка кабельная стальная 89х19 мм с нанесенным лазером текстом	2	0.004	
12		Стойка освещения СО	1	14.044	



1. Крепление кабелей - с шагом 2,0 м, установка бирок - в начале/конце линии и через каждые 50 м.

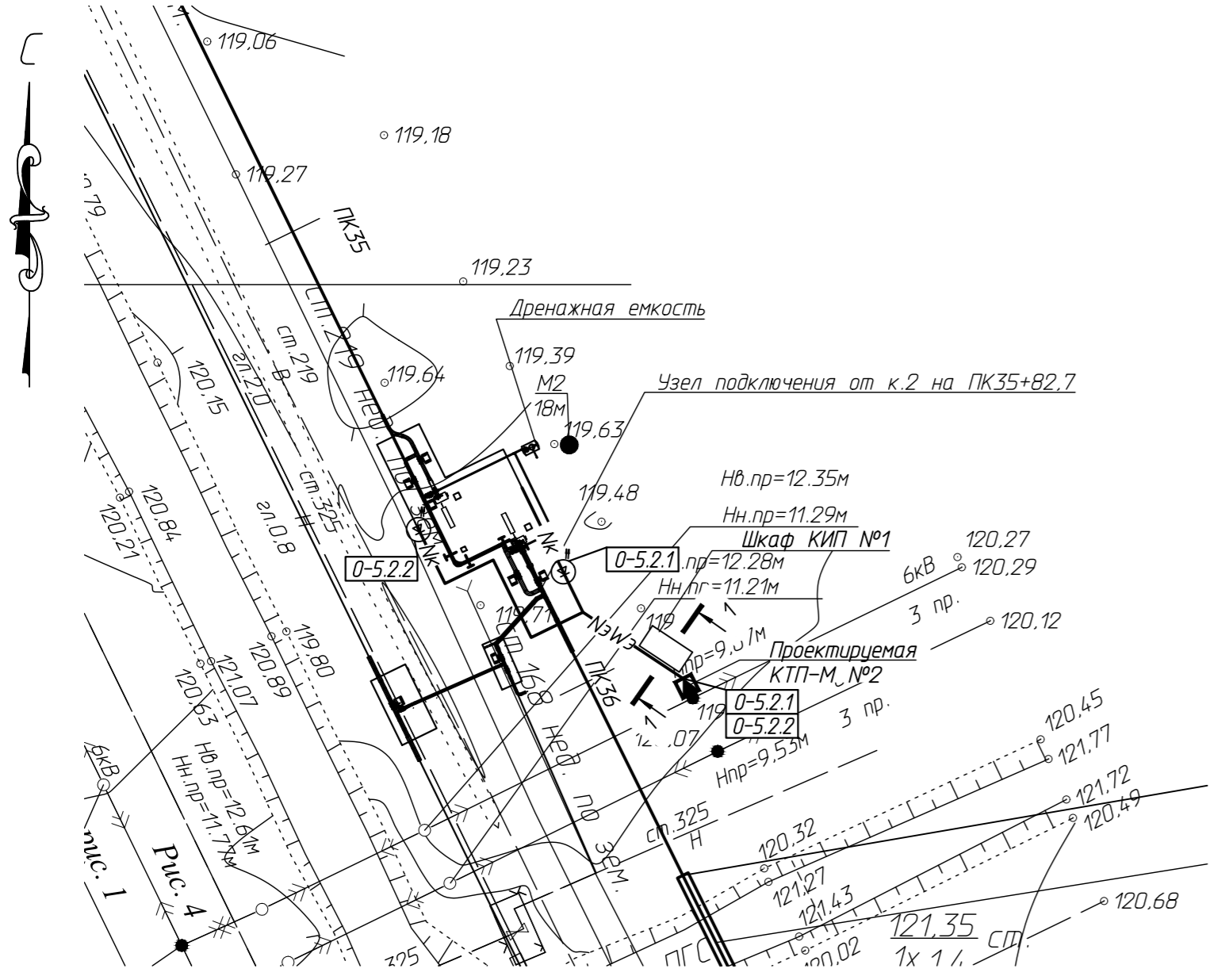
Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
■	Комплектная трансформаторная подстанция мачтовая
— N1 — N1 —	Силовые кабели, прокладываемые по проектируемой эстакаде
— Nк — Nк —	Силовые кабели, прокладываемые в коробе по ограждению
□	Щит КИП №2
⊕	Светодиодный светильник

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г28					
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Савватеев				05.23
Проверил	Попков				05.23
Нач. отд.	Попков				05.23
Н. контр.	Салдаева				05.23
Узел пуска СОД на ПК0+36.8. План электроснабжения					Стадия
					Лист
					Листов
					1
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"
Формат А4х3					

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

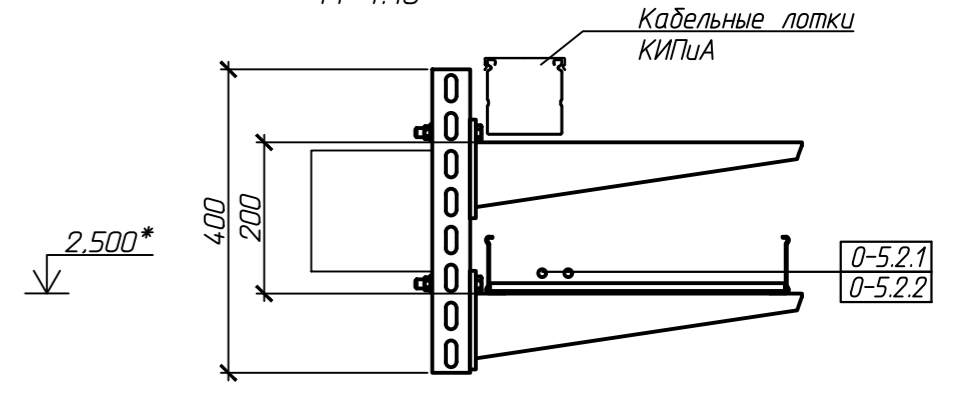
План  
М 1:1000



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Кабеленесущие конструкции	1		компл.
2		Кабельная стяжка СКС(304) 4.6x300	70	0,007	
3		Бирка кабельная стальная	6	0,004	
4		МБС (304) 89x19			
		Термоусадочная трубка с клеевым слоем, коэффициент усадки 6:1, ~1000 В, $\phi$ 14-63 мм, ТТ-(6Х)-69.8/11.7, 1.22 м, рулон	1	0,38	
5	ГОСТ 3262-75*	Труба водогазопроводная оцинкованная Ц25x3.2, м	6	2,39	
6		Металлорукав герметичный в ПВХ оболочке, МРПинг "NORD" 25, $\phi$ 23.7 мм, м	4	0,24	
7		Скоба металлическая двухлапковая, $\phi$ 25-26 мм, СМД-(25-26)	12	0,02	
8		Кабель силовой, бронированный, Вэ-ВБШвнг(А)-LS-XП 3x2.5ок(N,PE)-1.0, м	120	0,382	
9		Стойка освещения СО	2	14,044	

Разрез 1-1  
М 1:10



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

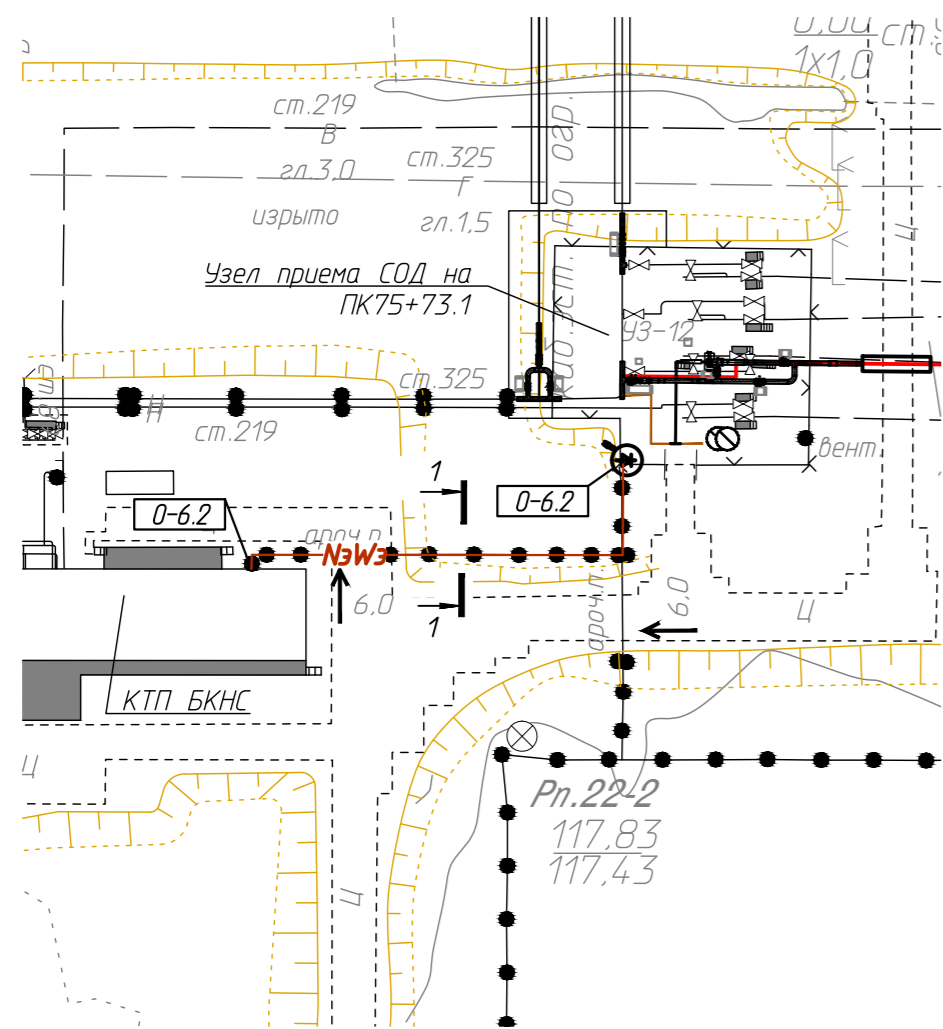
Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
■	Комплектная трансформаторная подстанция мачтовая
—НЭШ— НЭШ—	Силовые кабели, прокладываемые по проектируемой эстакаде
— Нк — Нк —	Силовые кабели, прокладываемые в коробе по ограждению
□	Щит КИП №2
⊕	Светодиодный светильник

- Опуски кабеля вдоль стоек кабельных эстакад выполнить в металлических трубах.
- Шаг кабельных стоек на эстакаде - 1.8 м, крепление кабелей - с шагом 2.0 м, установка дироков - в начале/конце линии и через каждые 50 м.

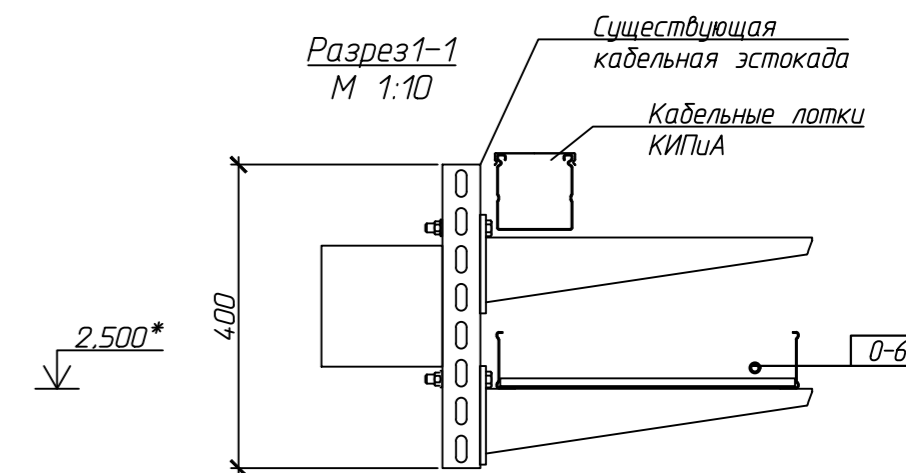
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г29					
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"					
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата	Стадия
Разраб.	Савватеев			05.23	Лист
Проверил	Попков			05.23	Листов
Нач. отд.	Попков			05.23	П
Н. контр.	Салдаева			05.23	1
Узел подключения от к.2 на ПК35+82.7. План электроснабжения					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"
Формат А4x3					

План  
М 1:1000



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Кабеленесущие конструкции			
2		Кабельная стяжка СКС(304) 4.6x300	50	0,007	
3		Бирка кабельная стальная	3	0,004	
		МБС (304) 89x19			
4		Термоусадочная трубка с клеевым слоем, коэффициент усадки 6:1, ~1000 В, $\phi$ 14-63 мм, ТТ-(6X)-69.8/11.7, 1.22 м, рулон	1	0,38	
5	ГОСТ 3262-75*	Труба водопроводная оцинкованная Ц25x3.2, м	3	2,39	
7		Металлорукав герметичный в ПВХ оболочке, МРПИНг "NORD" 25, $\phi$ 23,7 мм, м	2	0,24	
8		Скоба металлическая двухлапковая, $\phi$ 25-26 мм, СМД-(25-26)	6	0,02	
9		Кабель силовой, бронированный, Вэ-ВБШвнг(A)-LS-XL 3x2.5ок(N,PE)-1.0, м	100	0,382	
10		Стойка освещения СО	1	14,044	



1. Опуски кабеля вдоль стоек кабельных эстакад выполнить в металлических трубах.
2. Шаг кабельных стоек на эстакаде - 1.8 м, крепление кабелей - с шагом 2.0 м, установка дироков - в начале/конце линии и через каждые 50 м.

Обозначения условные графические

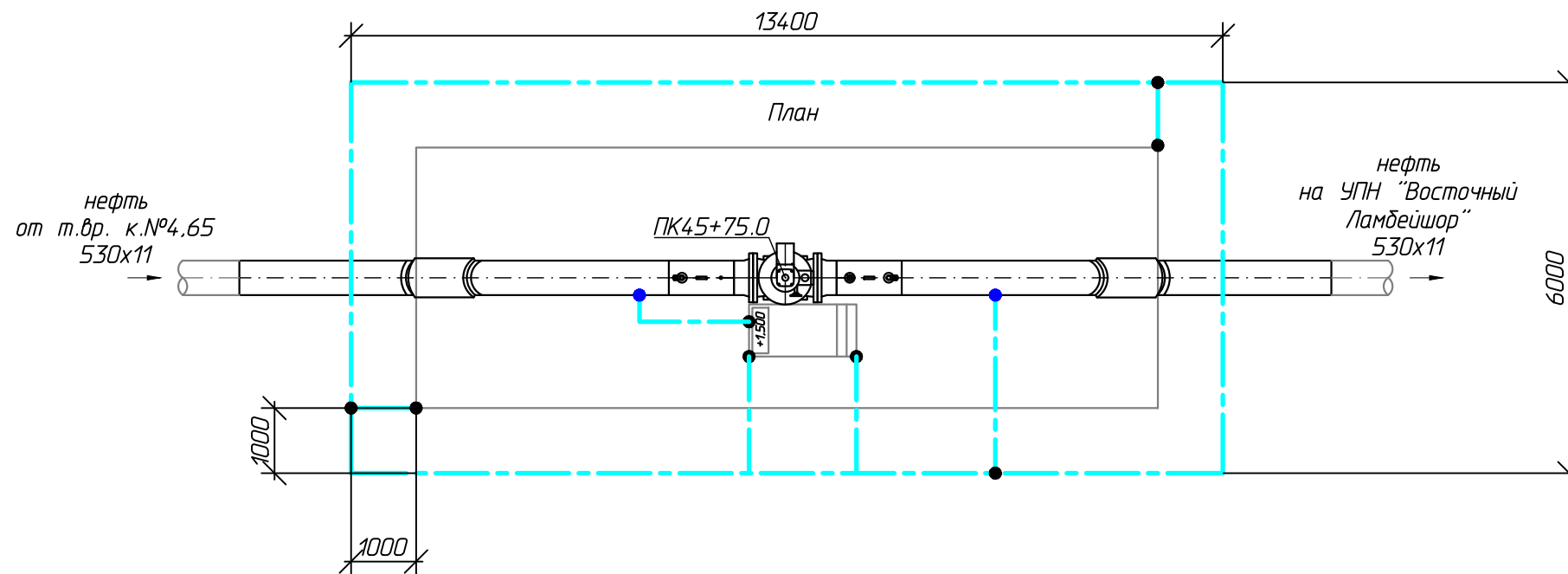
Обозначение	Наименование
	Силовые кабели, прокладываемые по существующей эстакаде
	Светодиодный светильник

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г30					
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"					
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Савватеев		05.23	
Проверил		Попков		05.23	
Нач. отд.		Попков		05.23	
Н. контр.		Салдаева		05.23	
Узел приема СОД на ПК75+73.1 План освещения					Стадия Лист Листов
					П 1
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ГОСТ 103-2006	Полоса Б2 5x40	55	1,57	
		Ст3кп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89, м			
2		Узел присоединения трубопровода к опоре трубопровода	2	1,12	

План заземления М 1:100



1. В качестве естественного заземлителя используются свайные поля зданий, сооружений и эстакад из металлических свай. В дополнении к нему предусмотрено горизонтального заземлителя (полоса 5x40 мм оцинкованная), проложенного на глубине 0,7 м от планировочной отметки земли.
2. В целях защиты от проявления статического электричества заземлению подлежат наземные трубопроводы через каждые 200 м и дополнительно на каждом ответвлении с присоединением каждого ответвления к заземлителю в соответствии с "Руководством по безопасности экологическому, технологическому и атомному надзору от 26.12.2012 г. №777.
3. Выполнить восстановление цинкового слоя контура заземления после монтажа (сварочных работ)

Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
	Горизонтальный заземлитель, прокладываемый в траншее
	Узел присоединения трубопровода

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г31		
Разраб.		Савватеев			05.23	Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"		
Проверил		Попков			05.23	Стадия	Лист	Листов
Нач. отд.		Попков			05.23	П		1
Н. контр.		Салдаева			05.23	Узел береговой задвижки ПК45+75.0. План заземления		000 "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Согласовано

Взам. инв. №

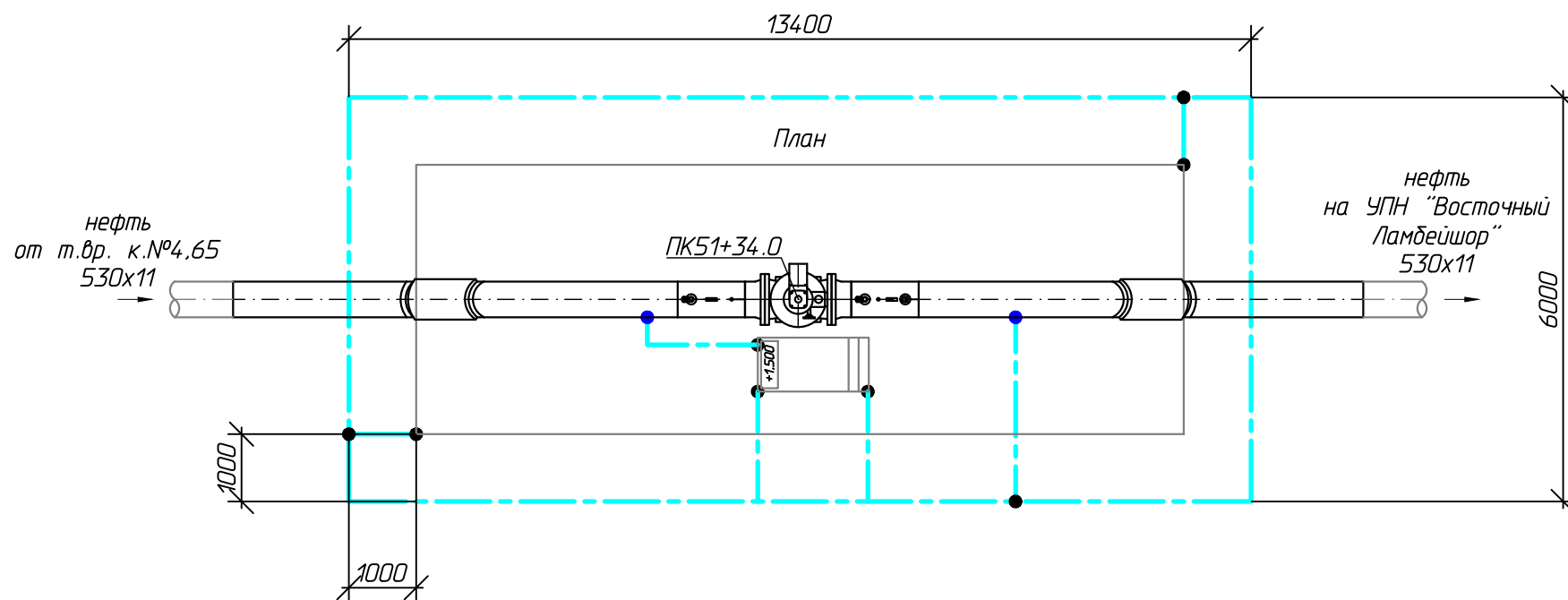
Подп. и дата

Инв. № подл.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ГОСТ 103-2006	Полоса Б2 5x40	55	1,57	
		Ст3кп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89, м			
2		Узел присоединения трубопровода к опоре трубопровода	2	1,12	

План заземления М 1:100



1. В качестве естественного заземлителя используются свайные поля зданий, сооружений и эстакад из металлических свай. В дополнении к нему предусмотрено горизонтального заземлителя (полоса 5x40 мм оцинкованная), проложенного на глубине 0,7 м от планировочной отметки земли.
2. В целях защиты от проявлений статического электричества заземлению подлежат наземные трубопроводы через каждые 200 м и дополнительно на каждом ответвлении с присоединением каждого ответвления к заземлителю в соответствии с "Руководством по безопасности экологическому, технологическому и атомному надзору от 26.12.2012 г. №777.
3. Выполнить восстановление цинкового слоя контура заземления после монтажа (сварочных работ)

Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
	Горизонтальный заземлитель, прокладываемый в траншее
	Узел присоединения трубопровода

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г32					
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Савватеев				05.23
Проверил	Попков				05.23
Нач. отд.	Попков				05.23
Н. контр.	Салдаева				05.23
Узел береговой задвижки ПК51+34.0. План заземления					Стадия
					Лист
					Листов
					П
					1
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Согласовано

Взам. инв. №

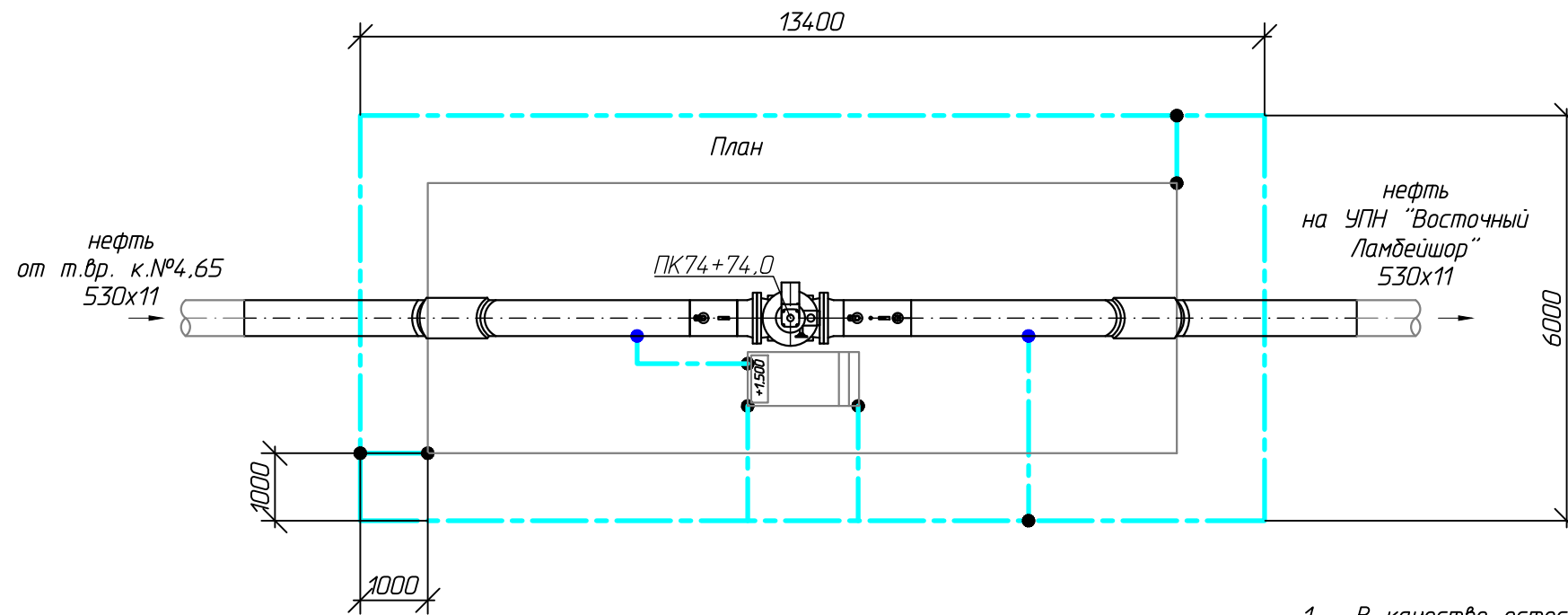
Подп. и дата

Инв. № подл.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ГОСТ 103-2006	Полоса Б2 5x40	55	1,57	
		Ст3кп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89, м			
2		Узел присоединения трубопровода к опоре трубопровода	2	1,12	

План заземления М 1:100



1. В качестве естественного заземлителя используются свайные поля зданий, сооружений и эстакад из металлических свай. В дополнении к нему предусмотрено горизонтального заземлителя (полоса 5x40 мм оцинкованная), проложенного на глубине 0,7 м от планировочной отметки земли.
2. В целях защиты от проявления статического электричества заземлению подлежат наземные трубопроводы через каждые 200 м и дополнительно на каждом ответвлении с присоединением каждого ответвления к заземлителю в соответствии с "Руководством по безопасности экологическому, технологическому и атомному надзору от 26.12.2012 г. №777.
3. Выполнить восстановление цинкового слоя контура заземления после монтажа (сварочных работ)

Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
	Горизонтальный заземлитель, прокладываемый в траншее
	Узел присоединения трубопровода

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г33		
Разраб.		Савватеев			05.23	Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"		
Проверил		Попков			05.23	Стадия	Лист	Листов
Нач. отд.		Попков			05.23	П		1
Н. контр.		Салдаева			05.23	Узел охранной арматуры ПК74+74,0. План заземления		

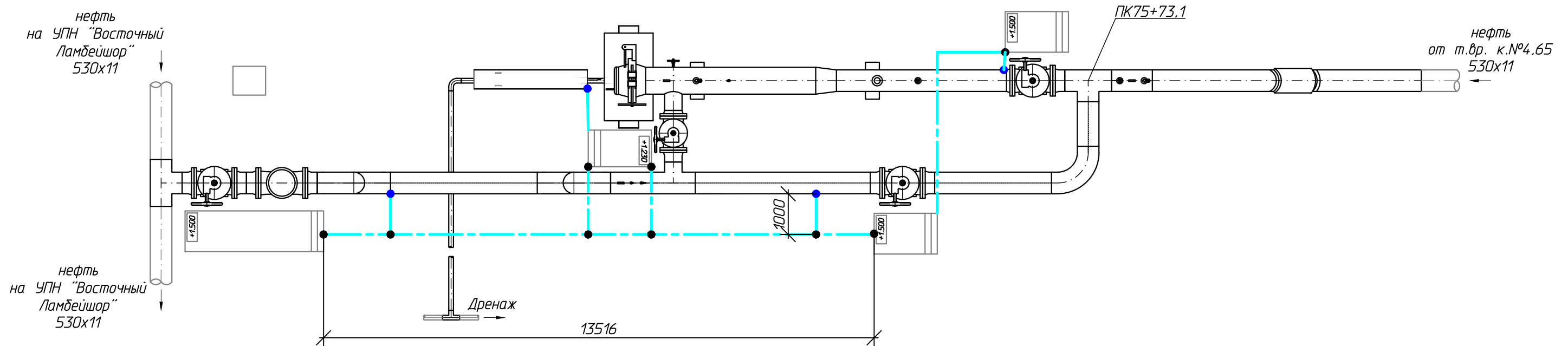
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

План заземления М 1:100



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ГОСТ 103-2006	Полоса Б2 5x40	35	1,57	
		Ст.зкп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89, м			
2		Узел присоединения трубопровода к опоре трубопровода	4	1,12	

1. В качестве естественного заземлителя используются свайные поля зданий, сооружений и эстакад из металлических свай. В дополнении к нему предусмотрено горизонтального заземлителя (полоса 5x40 мм оцинкованная), проложенного на глубине 0,7 м от планировочной отметки земли.
2. В целях защиты от проявлений статического электричества заземлению подлежат наземные трубопроводы через каждые 200 м и дополнительно на каждом ответвлении с присоединением каждого ответвления к заземлителю в соответствии с "Руководством по безопасности экологическому, технологическому и атомному надзору от 26.12.2012 г. №777.
3. Выполнить восстановление цинкового слоя контура заземления после монтажа (сварочных работ)

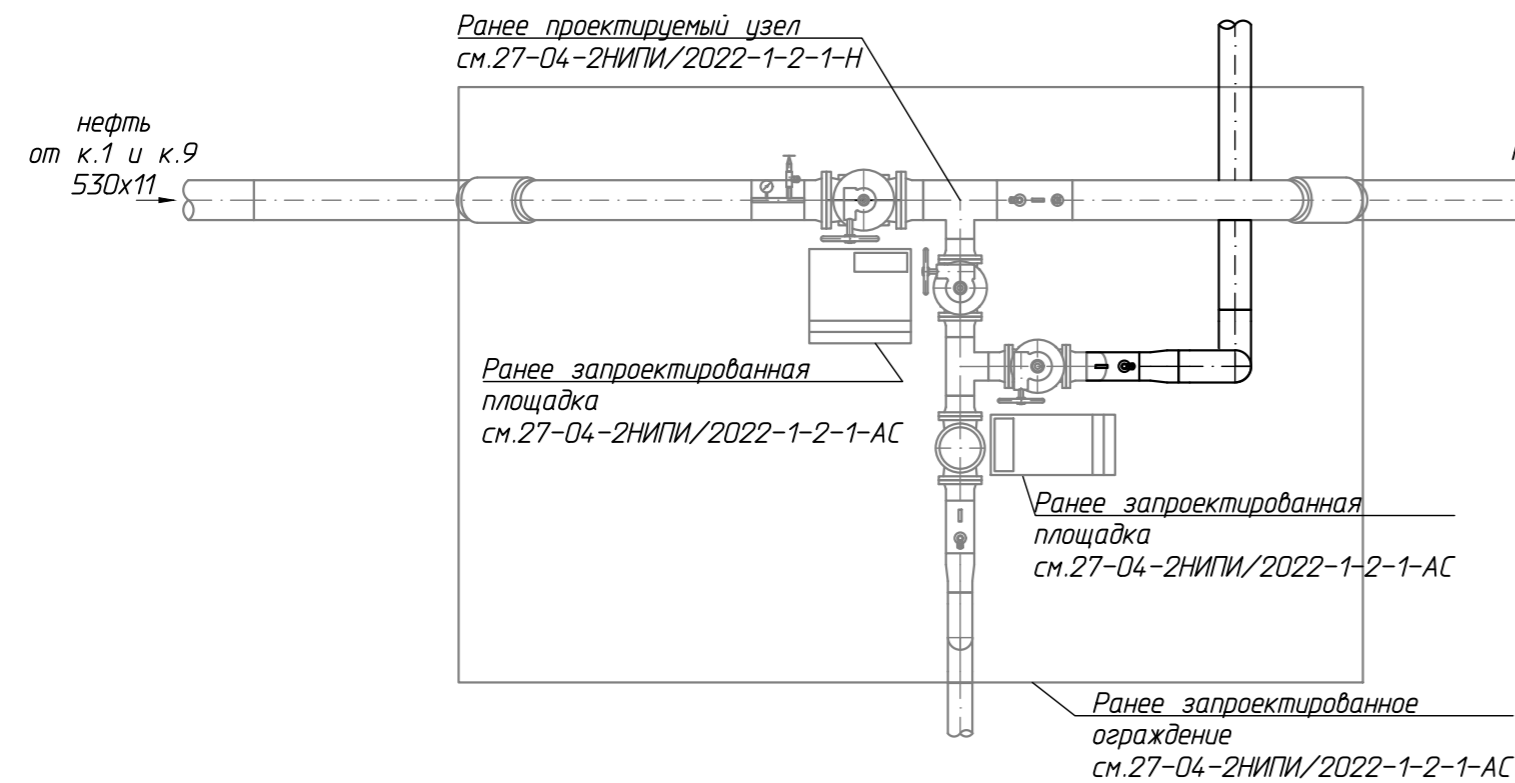
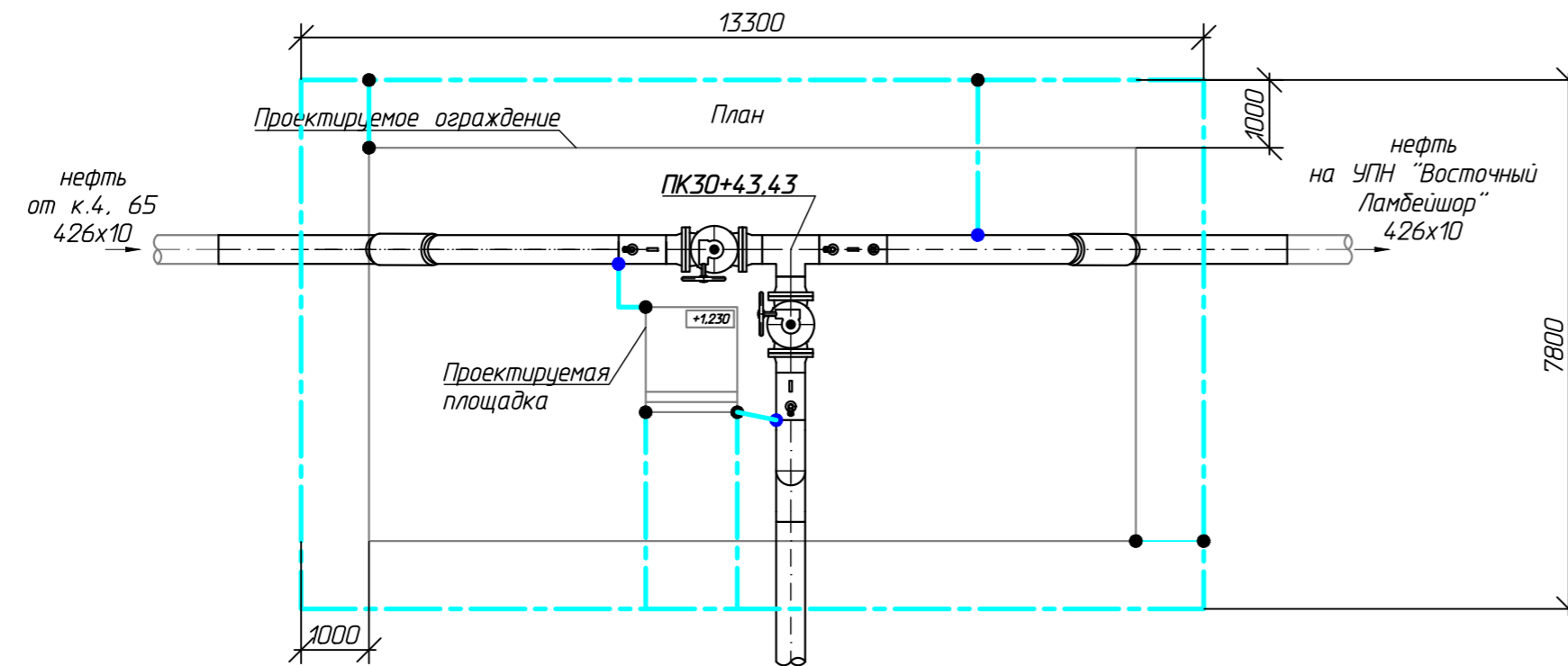
Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
	Горизонтальный заземлитель, прокладываемый в траншее
	Узел присоединения трубопровода

						27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г34		
						Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Савватеев			05.23	П		1
Проверил		Попков			05.23			
Нач. отд.		Попков			05.23			
Н. контр.		Салдаева			05.23	Узел приема СОД ПК75+73.1. План заземления		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"



План заземления М 1:100



Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
	Горизонтальный заземлитель, прокладываемый в траншее
	Узел присоединения трубопровода

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ГОСТ 103-2006	Полоса Б2 5x40	55	1,57	
		Ст3кп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89, м			
2		Узел присоединения трубопровода к опоре трубопровода	3	1,12	

- В качестве естественного заземлителя используются свайные поля зданий, сооружений и эстакад из металлических свай. В дополнении к нему предусмотрено горизонтального заземлителя (полоса 5x40 мм оцинкованная), проложенного на глубине 0,7 м от планировочной отметки земли.
- В целях защиты от проявлений статического электричества заземлению подлежат наземные трубопроводы через каждые 200 м и дополнительно на каждом ответвлении с присоединением каждого ответвления к заземлителю в соответствии с "Руководством по безопасности экологическому, технологическому и атомному надзору от 26.12.2012 г. №777.
- Выполнить восстановление цинкового слоя контура заземления после монтажа (сварочных работ)

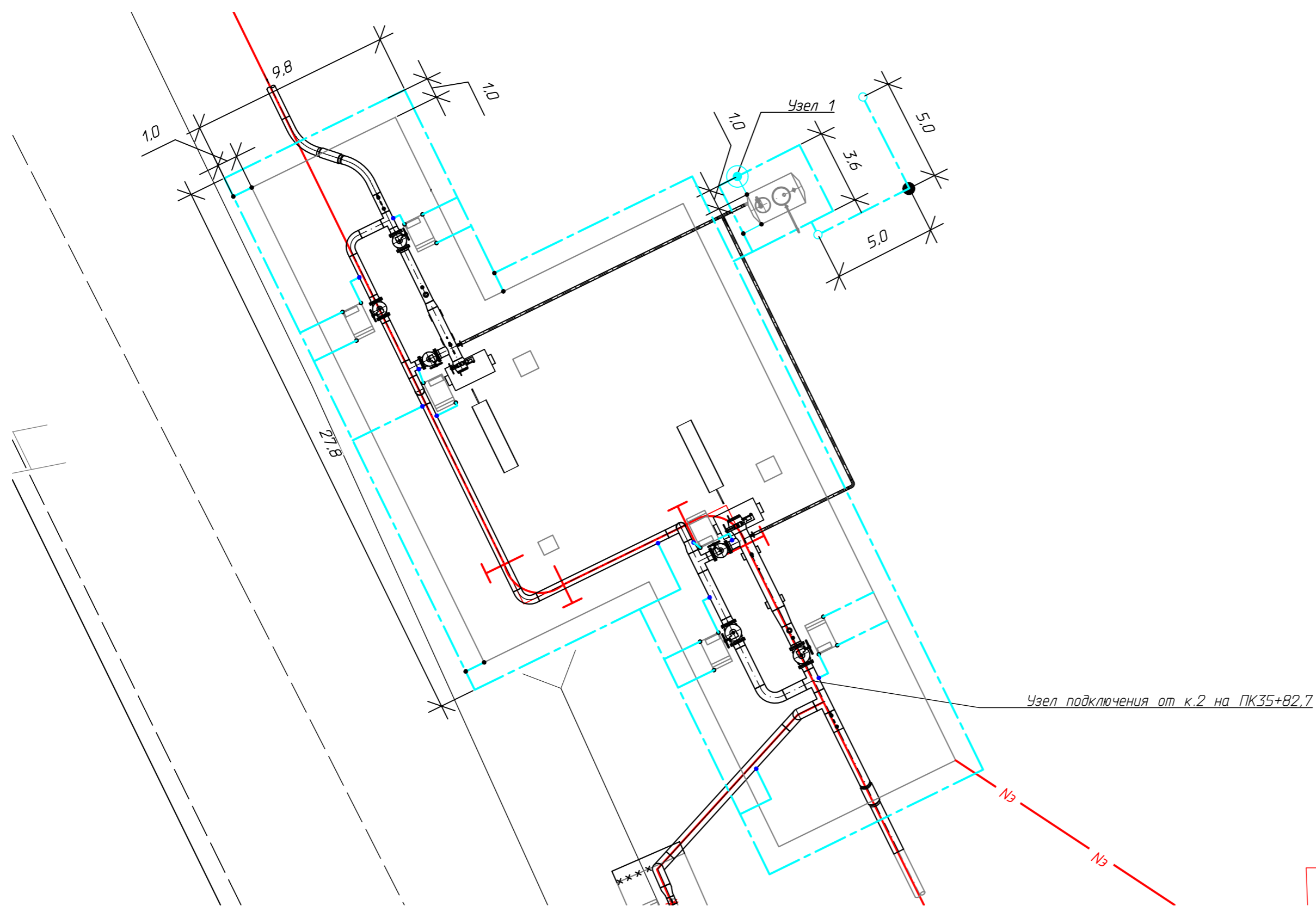
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г35

Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Савватеев				05.23
Проверил	Попков				05.23
Нач. отд.	Попков				05.23
Н. контр.	Салдаева				05.23
Узел подключения от к.7 ПК30+43.43. План заземления					000 "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Формат А4х3

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

План  
М 1:200

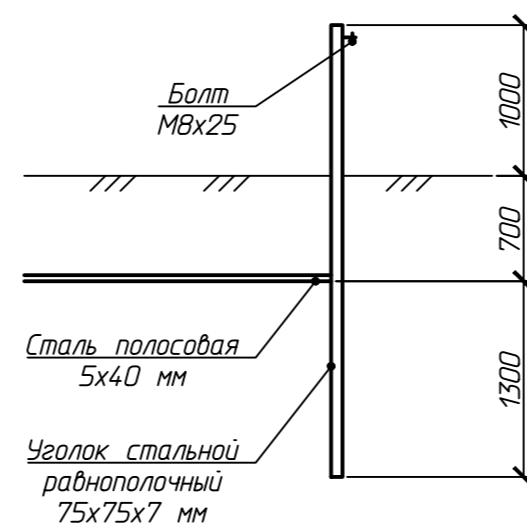


Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ГОСТ 103-2006	Полоса Б2 5x40	210	1,57	
		Ст3кп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89, м			
2	ГОСТ 2590-2006	Круг В18, L=5000 мм	2	10,0	
		Ст3кп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89, м			
3		Узел присоединения трубопровода к заземляющему устройству	11	1,12	
4	ГОСТ 8509-93	Уголок стальной равнополочный оцинкованный 75x75x7, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89, м	3	7,96	
5		Болт оцинкованный, М8x25	2	0,014	
6		Гайка оцинкованная с насечкой препятствующей откручиванию DIN 6923 М8	2	0,008	

Узел подключения от к.2 на ПК35+82.7

Узел 1  
М 1:50



Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
	Горизонтальный заземлитель, прокладываемый в траншее
	Вертикальный заземлитель 5.0 м
	Узел присоединения трубопровода

1. В качестве естественного заземлителя используются свайные поля зданий, сооружений и эстакад из металлических свай. В дополнении к нему предусмотрено искусственное заземляющее устройство, состоящее из вертикальных электродов (круг  $\phi 18$  мм оцинкованный, длиной 5,0 м) и горизонтального заземлителя (полоса 5x40 мм оцинкованная), проложенного на глубине 0,7 м от планировочной отметки земли.
2. В целях защиты от проявлений статического электричества заземлению подлежат наземные трубопроводы через каждые 200 м и дополнительно на каждом ответвлении с присоединением каждого ответвления к заземлителю в соответствии с "Руководством по безопасности экологическому, технологическому и атомному надзору от 26.12.2012 г. №777.
3. Автоцистерну, находящуюся под наливом и сливом жидкостей, присоединить к заземляющему устройству гибким заземляющим проводником сечением не менее 6 мм<sup>2</sup>.
4. Выполнить восстановление цинкового слоя контура заземления после монтажа (сварочных работ)

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г.36

Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от п.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Савдатов			05.23			
Проверил		Попков			05.23			
Нач. отд.		Попков			05.23			
Н. контр.		Салдаева			05.23			

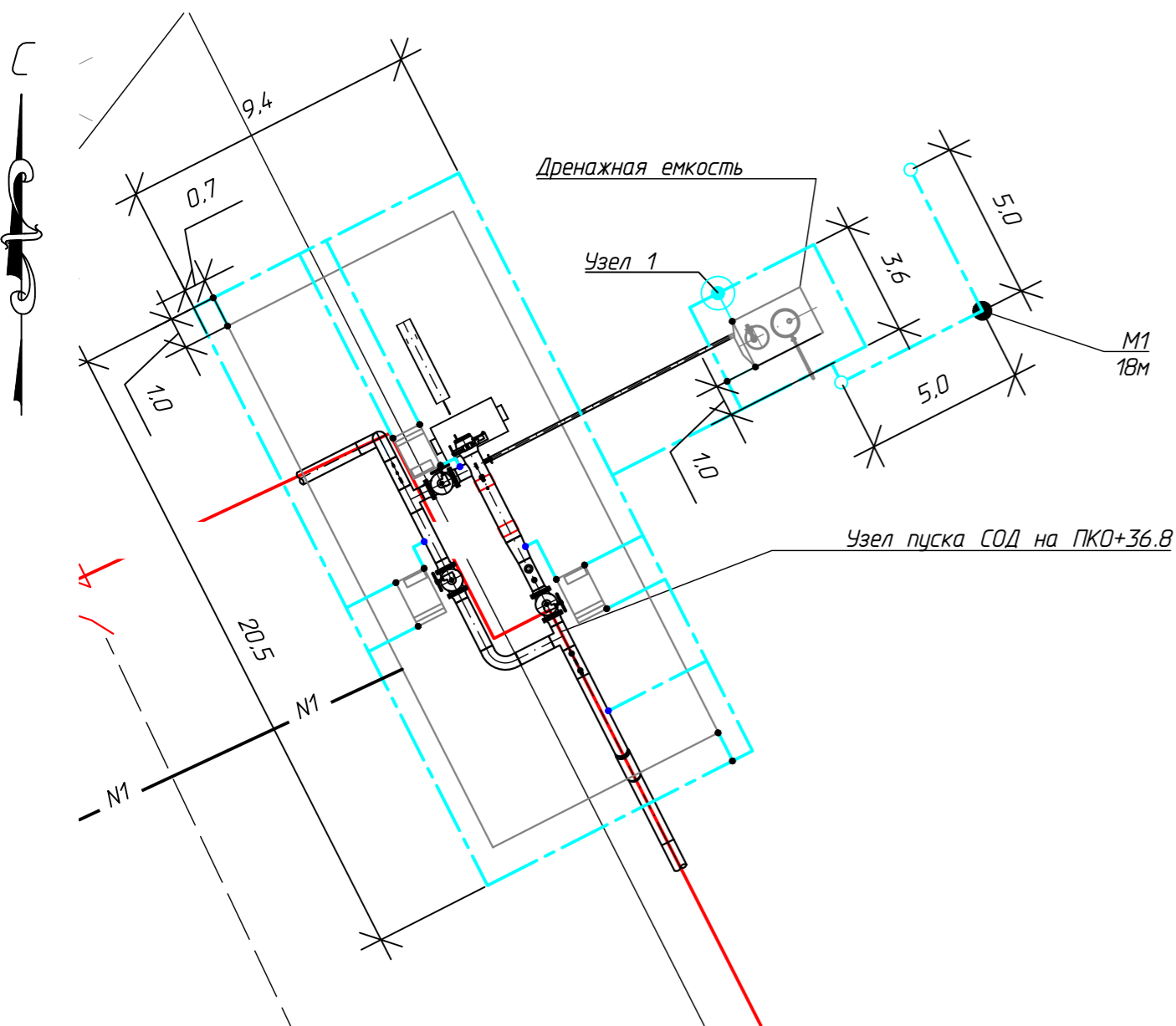
Узел подключения от к.2 на ПК35+82.7.  
План заземления

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

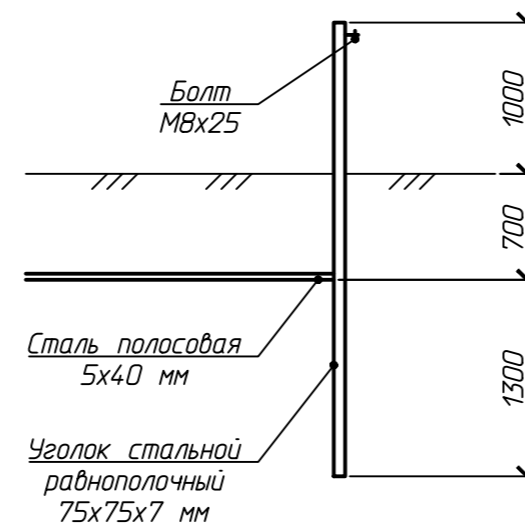
Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ГОСТ 103-2006	Полоса Б2 5x40 СтЗкл ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89, м	130	1,57	
2	ГОСТ 2590-2006	Круг В18, L=5000 мм СтЗкл ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89, м	2	10,0	
3		Узел присоединения трубопровода к заземляющему устройству	4	1,12	
4	ГОСТ 8509-93	Уголок стальной равнополочный оцинкованный 75x75x7, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89, м	3	7,96	
5		Болт оцинкованный, М8x25	2	0,014	
6		Гайка оцинкованная с насечкой препятствующей откручиванию DIN 6923 М8	2	0,008	

План заземления  
М 1:200



Узел 1  
М 1:50



Обозначения условные графические

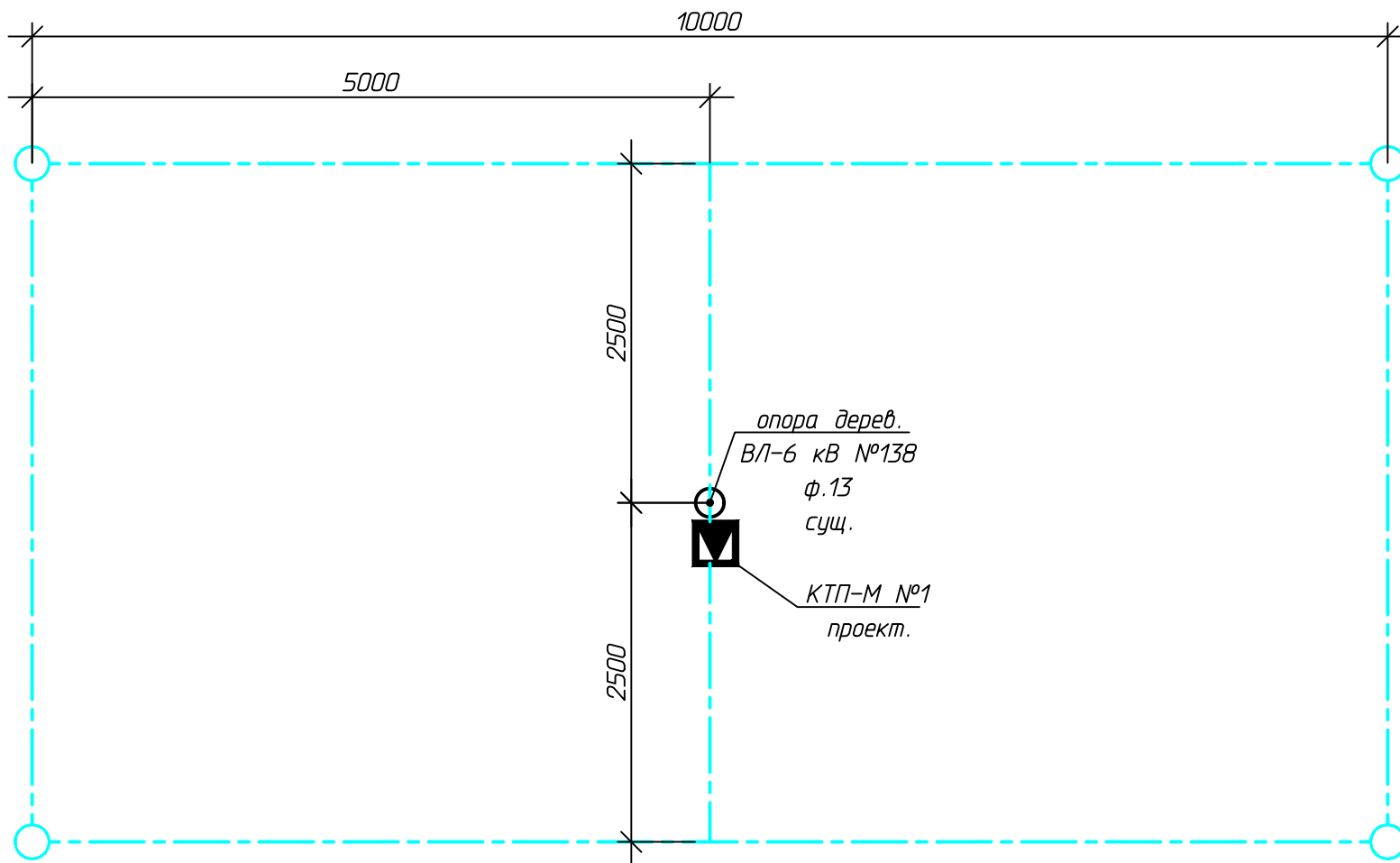
Обозначение	Наименование
	Горизонтальный заземлитель, прокладываемый в траншее
	Вертикальный заземлитель 5,0 м
	Узел присоединения трубопровода

- В качестве естественного заземлителя используются свайные поля зданий, сооружений и эстакад из металлических свай. В дополнении к нему предусмотрено искусственное заземляющее устройство, состоящее из вертикальных электродов (круг  $\phi 18$  мм оцинкованный, длиной 5,0 м) и горизонтального заземлителя (полоса 5x40 мм оцинкованная), проложенного на глубине 0,7 м от планировочной отметки земли.
- В целях защиты от проявлений статического электричества заземлению подлежат наземные трубопроводы через каждые 200 м и дополнительно на каждом ответвлении с присоединением каждого ответвления к заземлителю в соответствии с "Руководством по безопасности экологическому, технологическому и атомному надзору от 26.12.2012 г. №777.
- Автоцистерну, находящуюся под наливом и сливом жидкостей, присоединить к заземляющему устройству гибким заземляющим проводником сечением не менее 6 мм<sup>2</sup>.
- Выполнить восстановление цинкового слоя контура заземления после монтажа (сварочных работ)

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г37					
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Савватеев			05.23
Проверил		Попков			05.23
Нач. отд.		Попков			05.23
Н. контр.		Салдаева			05.23
Узел пуска СОД ПК0+36.8. План заземления					Стадия
					Лист
					Листов
					П
					1
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"
					Формат А4x3

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

План  
М 1:50



1. Проектируемое заземление КТП-М №1 является общим для напряжений 6,0 и 0,4 кВ. Сопротивление заземляющего устройства в любое время года должно быть не более 4 Ом.
2. Система заземления TN-S согласно ГОСТ 30331.1-2013 и ПУЭ, глава 1.7, издание 2002 г.
3. Предусмотрено искусственное заземляющее устройство, состоящее из вертикальных электродов (круг  $\phi 18$  мм оцинкованный, длиной 5,0 м) и горизонтального заземлителя (полоса 5x40 мм оцинкованная), проложенного на глубине 0,7 м от отметки земли. Проектируемое заземляющее устройство присоединить к сваям опоры ВЛ-6 кВ.
4. Заземление электрооборудования выполнить при помощи провода ПуГВ 1x6 мм<sup>2</sup>.
5. Выполнить восстановление цинкового слоя контура заземления после монтажа (сварочных работ).

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ГОСТ 103-2006	Полоса Б2 5x40	40	1,57	
		Ст3кп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89, м			
2	ГОСТ 2590-2006	Круг В18, L=5000 мм	4	10,0	
		Ст3кп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89			
3	ТУ 16-705.501-2010	Провод с медной жилой, изоляцией из ПВХ пластиката (желто-зеленого цвета), 1x6 мм <sup>2</sup> , ПуГВ 1x6, м	5	0,075	
4	DIN 46235	Наконечник медный луженый, 6 мм <sup>2</sup> , М6, ТМЛ (DIN) 6-6 (КВТ)	10	0,02	

Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
	Вертикальный заземлитель 5,0 м
	Горизонтальный заземлитель, прокладываемый в траншее

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.ГЗВ		
Разраб.		Савватеев			05.23	Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"		
Проверил		Попков			05.23	Стадия	Лист	Листов
Нач. отд.		Попков			05.23	П		1
Н. контр.		Салдаева			05.23	Узел пуска СОД на ПК0+36.В. План заземления КТП-М №1		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

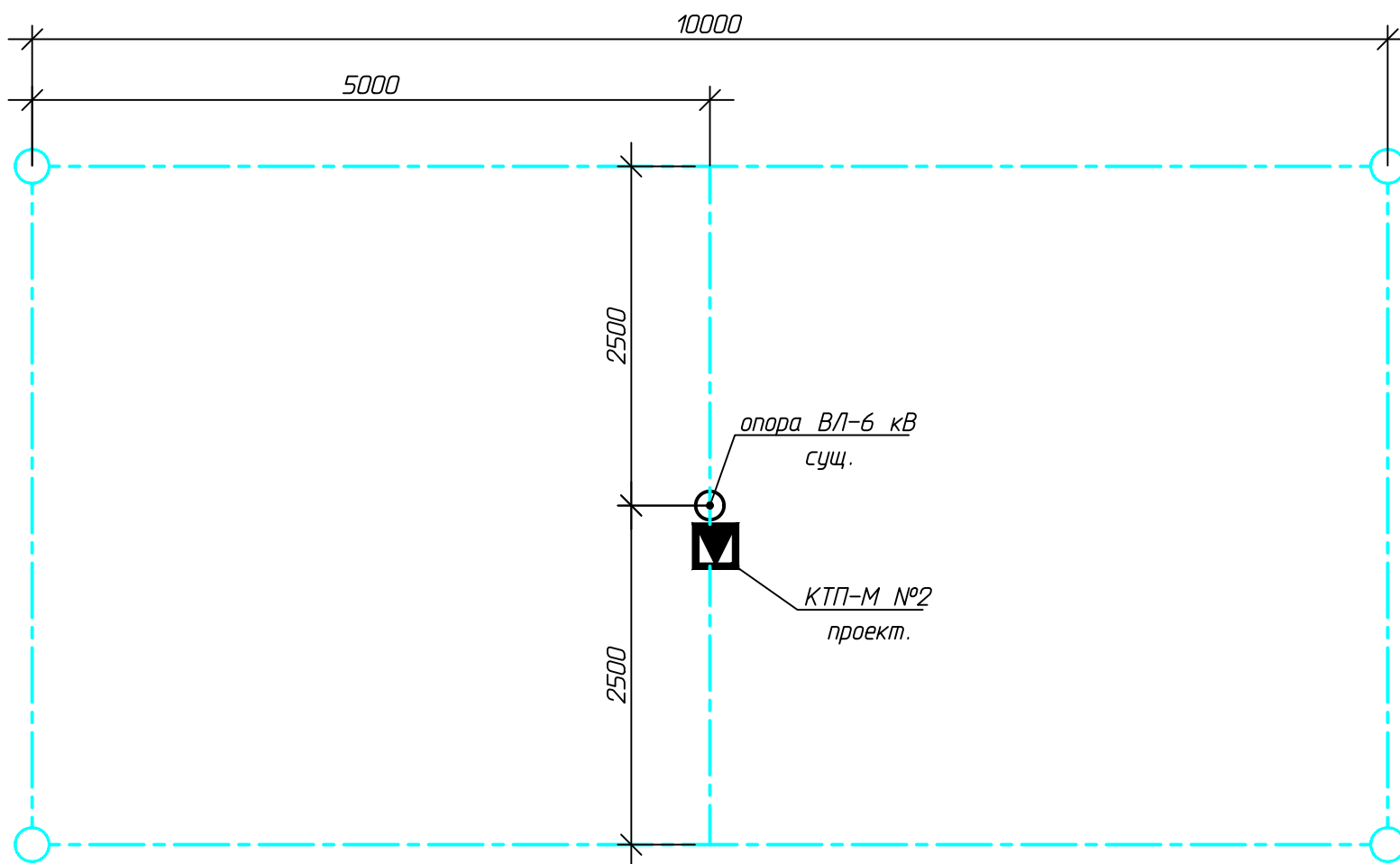
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

План  
М 1:50



1. Проектируемое заземление КТП-М №2 является общим для напряжений 6,0 и 0,4 кВ. Сопротивление заземляющего устройства в любое время года должно быть не более 4 Ом.
2. Система заземления TN-S согласно ГОСТ 30331.1-2013 и ПУЭ, глава 1.7, издание 2002 г.
3. Предусмотрено искусственное заземляющее устройство, состоящее из вертикальных электродов (круг  $\phi 18$  мм оцинкованный, длиной 5,0 м) и горизонтального заземлителя (полоса 5x40 мм оцинкованная), проложенного на глубине 0,7 м от отметки земли. Проектируемое заземляющее устройство присоединить к сваям опоры ВЛ-6 кВ.
4. Заземление электрооборудования выполнить при помощи провода ПуГВ 1x6 мм<sup>2</sup>.
5. Выполнить восстановление цинкового слоя контура заземления после монтажа (сварочных работ).

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ГОСТ 103-2006	Полоса Б2 5x40	40	1,57	
		Ст3кп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89, м			
2	ГОСТ 2590-2006	Круг В18, L=5000 мм	4	10,0	
		Ст3кп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89			
3	ТУ 16-705.501-2010	Провод с медной жилой, изоляцией из ПВХ пластиката (желто-зеленого цвета), 1x6 мм <sup>2</sup> , ПуГВ 1x6, м	5	0,075	
4	DIN 46235	Наконечник медный луженый, 6 мм <sup>2</sup> , М6, ТМЛ (DIN) 6-6 (КВТ)	10	0,02	

Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
○	Вертикальный заземлитель 5,0 м
- - -	Горизонтальный заземлитель, прокладываемый в траншее

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г39					
Разраб.		Савватеев			05.23	Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"					
Проверил		Попков			05.23				Стадия	Лист	Листов
Нач. отд.		Попков			05.23				П		1
Н. контр.		Салдаева			05.23	Узел подключения от к.2 на ПК35+82,7. План заземления КТП-М №2			ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица расчета молниезащиты

№ на плане	Наименование зданий и сооружений, подлежащих молниезащите	Исходные данные						Принято					
		Категория защиты зданий и сооружений от прямых ударов молнии и их последствий по СО 153-34.21.122-2003	Конструктивные данные зданий и сооружений			Уровень надежности защиты от ПУМ	Зона защиты от воздействия молнии	Средства молниезащиты					
			Материал стен и крыши	Толщина металла крыши, мм	Высота зданий и сооружений, $h_x$ , м			Высота, $h$ , м	Наличие колпака или гусака	Наличие взрывоопасных концентраций	Стержневой молниеотвод (проекторная мачта с молниеприемником), $H$ , м	Высота зоны защиты, $h_z$ , м	Радиус зоны защиты, $r_z$ , м
	Дренажная емкость $V=8 \text{ м}^3$	III	-	-	-	5,0	да	да	0,9	0а	18,0	7,5	10,8

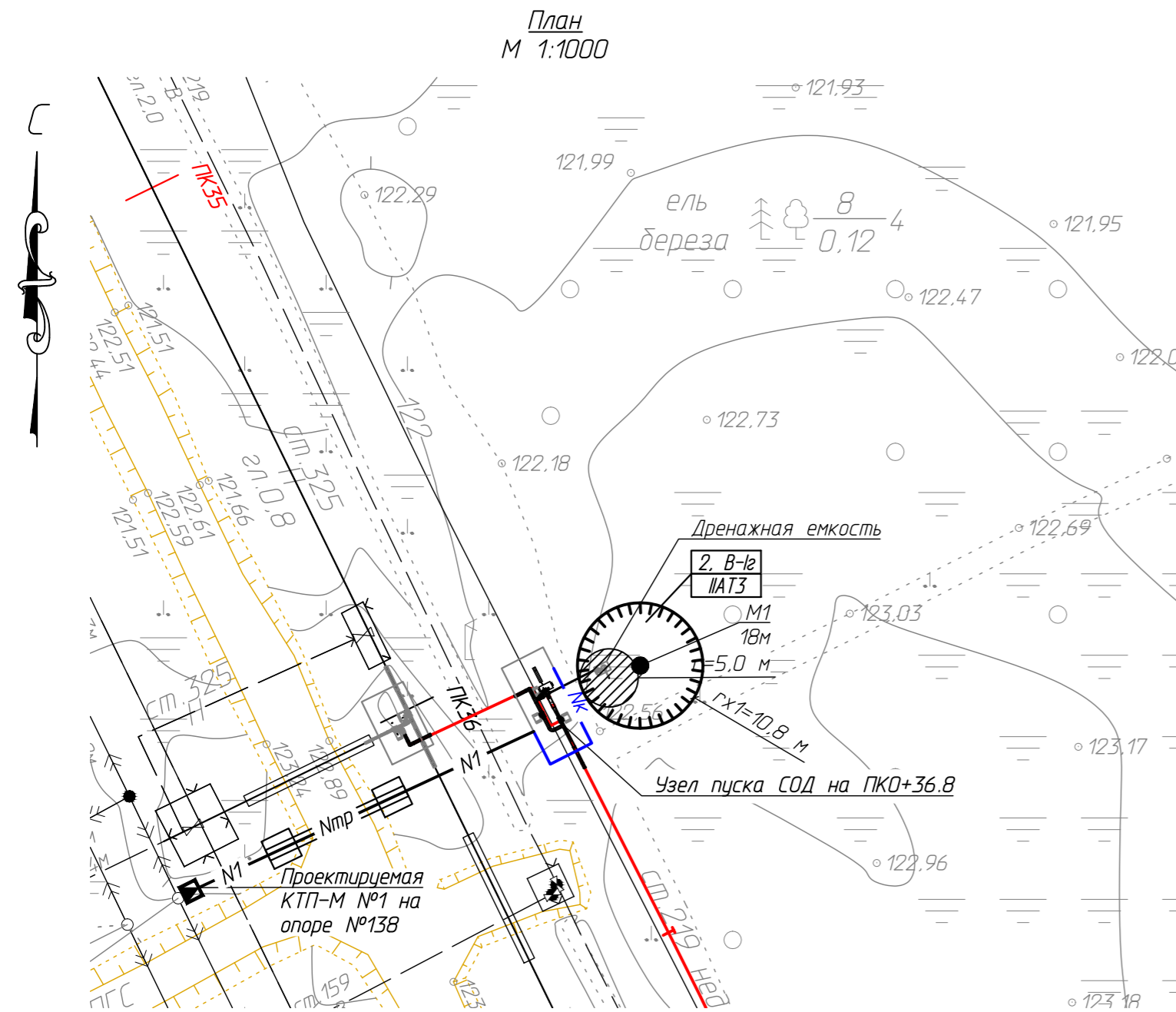
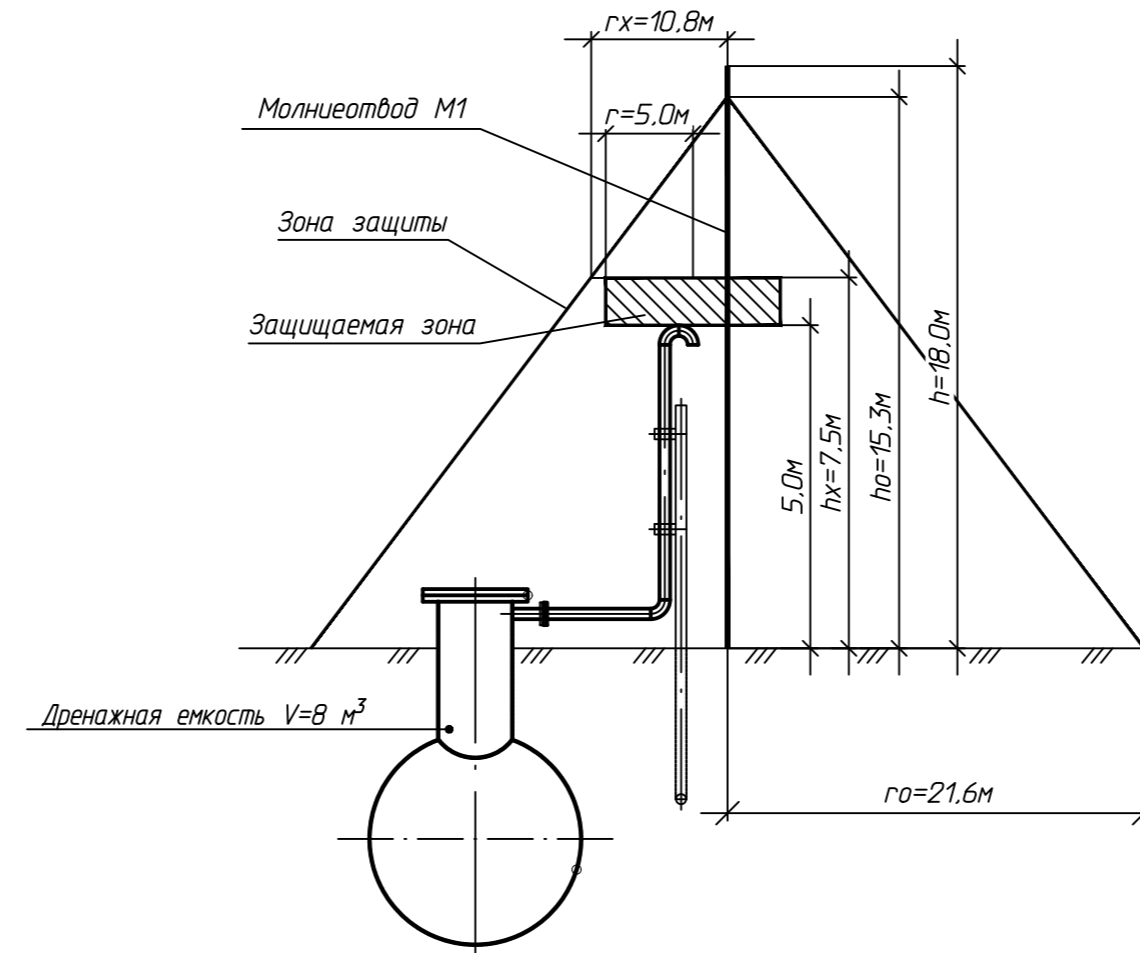


Схема установки молниеотвода на емкости поз. М1



- Молниезащита проектируемых объектов выполнена согласно СО 153-34.21.122-2003 и РД 34.21.122-87.
- По устройству молниезащиты проектируемые объекты в основном относятся к специальным объектам, представляющим опасность для непосредственного окружения.
- В качестве естественных молниеприемников и токоотводов используются металлоконструкции проектируемых зданий и сооружений.
- Защита от прямых ударов молнии дыхательных клапанов емкостей, продувных свеч, оборудованных колпаками или "гусаками", а также пространства над ними, ограниченные цилиндром высотой 2,5 м и радиусом 5,0 м, выполняется молниеотводом М01 высотой 18,0 м.
- Уровень надежности защиты от ПУМ - 0,9.

Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
	Зона защиты
	Взрывоопасная зона класса В-1г по ПУЭ, подлежащая молниезащите

						27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г40					
						Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Савватеев			05.23				П		1
Проверил		Попков			05.23						
Нач. отд.		Попков			05.23						
Н. контр.		Салдаева			05.23				Узел пуска СОД ПК0+36.8. План молниезащиты		
									ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		

Таблица расчета молниезащиты

№ на плане	Наименование зданий и сооружений, подлежащих молниезащите	Исходные данные						Принято					
		Категория защиты зданий и сооружений от прямых ударов молнии и их последствий по СО 153-34.21.122-2003	Конструктивные данные зданий и сооружений			Уровень надежности защиты от ПУМ	Зона защиты от воздействия молнии	Средства молниезащиты					
			Материал стен и крыши	Толщина металла крыши, мм	Высота зданий и сооружений, $h$ , м			Высота, $h$ , м	Наличие колпака или гусака	Наличие взрывоопасных концентраций	Стержневой молниеотвод (пржекторная мачта с молние-приемником), $H$ , м	Высота зоны защиты, $h_x$ , м	Радиус зоны защиты, $r_x$ , м
	Дренажная емкость $V=8 \text{ м}^3$	III	-	-	-	5,0	да	да	0,9	0а	18,0	7,5	10,8

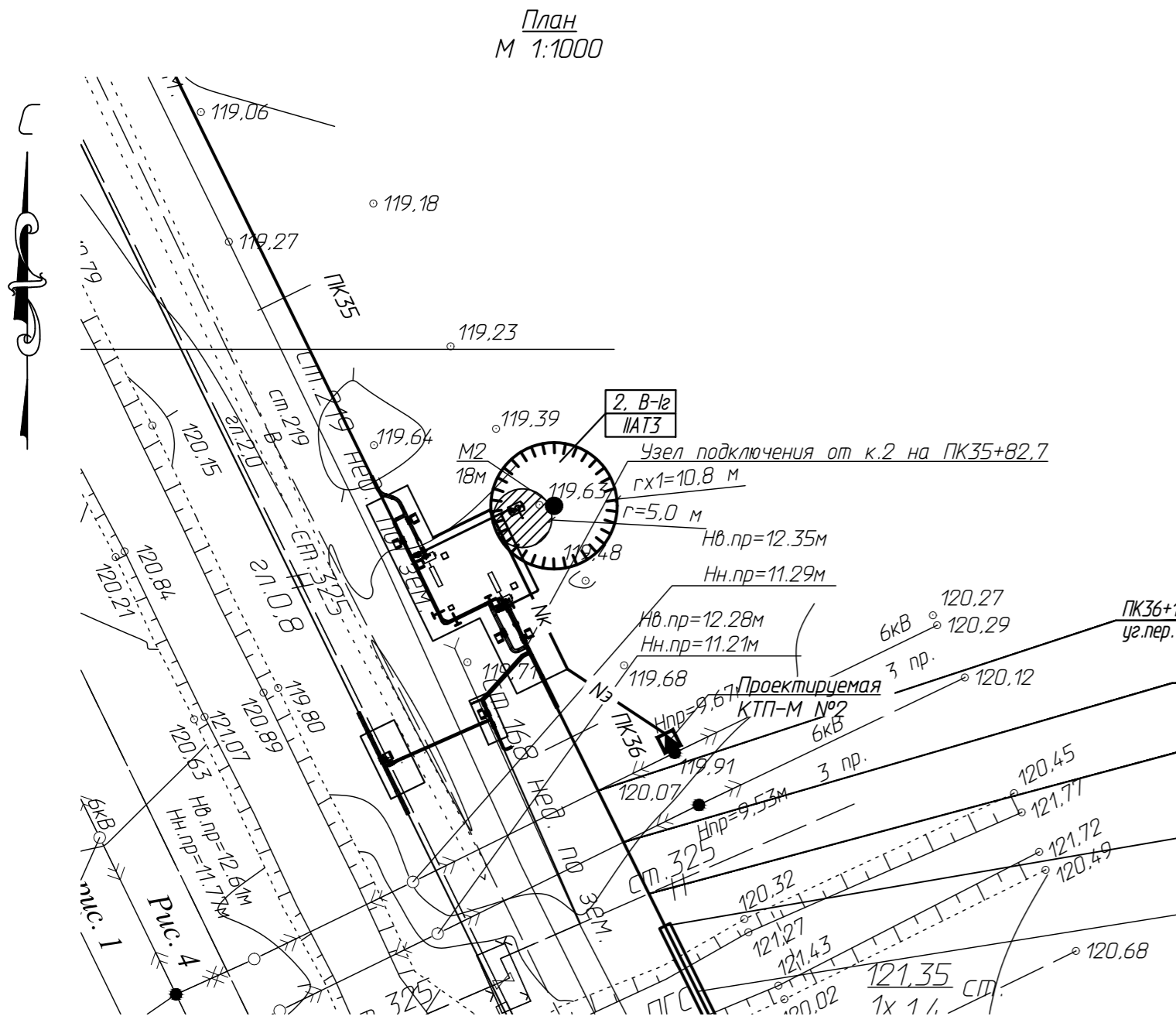
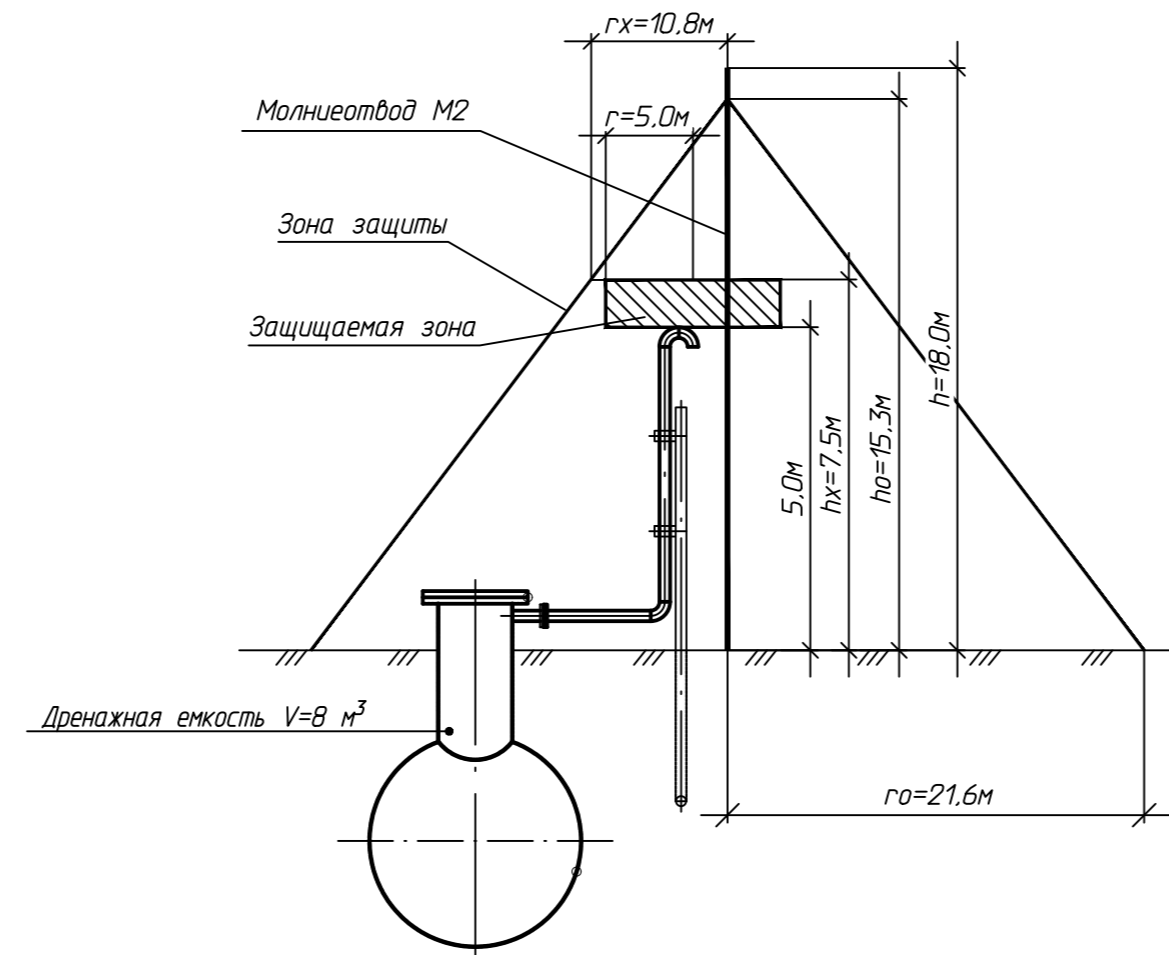


Схема установки молниеотвода на емкости поз. М2



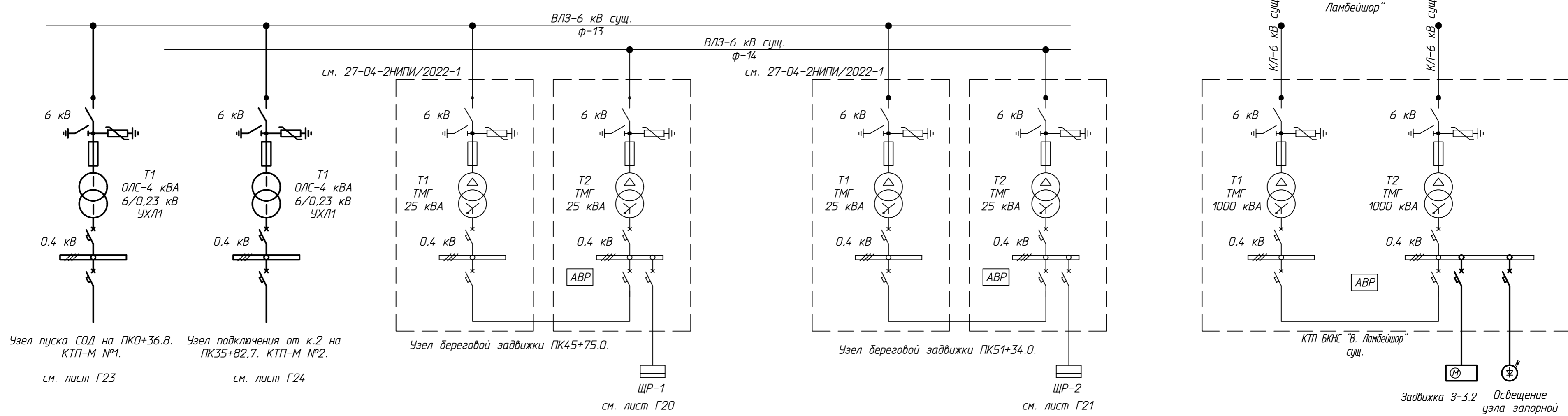
- Молниезащита проектируемых объектов выполнена согласно СО 153-34.21.122-2003 и РД 34.21.122-87.
- По устройству молниезащиты проектируемые объекты в основном относятся к специальным объектам, представляющим опасность для непосредственного окружения.
- В качестве естественных молниеприемников и токоотводов используются металлоконструкции проектируемых зданий и сооружений.
- Защита от прямых ударов молнии дыхательных клапанов емкостей, продувных свеч, оборудованных колпаками или "гусаками", а также пространства над ними, ограниченные цилиндром высотой 2,5 м и радиусом 5,0 м, выполняется молниеотводом М02 высотой 18,0 м.
- Уровень надежности защиты от ПУМ - 0,9.

Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
	Зона защиты
	Взрывоопасная зона класса В-1г по ПУЭ, подлежащая молниезащите

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г41					
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"					
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Савватеев		05.23	Стадия
Проверил		Попков		05.23	Лист
Нач. отд.		Попков		05.23	Листов
Н. контр.		Салдаева		05.23	1
Узел подключения от к.2 на ПК35+82.7. План молниезащиты					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

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



Узел пуска СОД на ПК0+36.В. КТП-М №1.  
 Узел подключения от к.2 на ПК35+82.7. КТП-М №2.

см. лист Г23  
 см. лист Г24

Узел береговой задвижки ПК45+75.0.

см. лист Г20

Узел береговой задвижки ПК51+34.0.

см. лист Г21

ЗРУ-6 кВ  
 УПН "Восточный Ламдейшор"

Задвижка 3-3.2 Освещение узла запорной  
 см. лист Г22

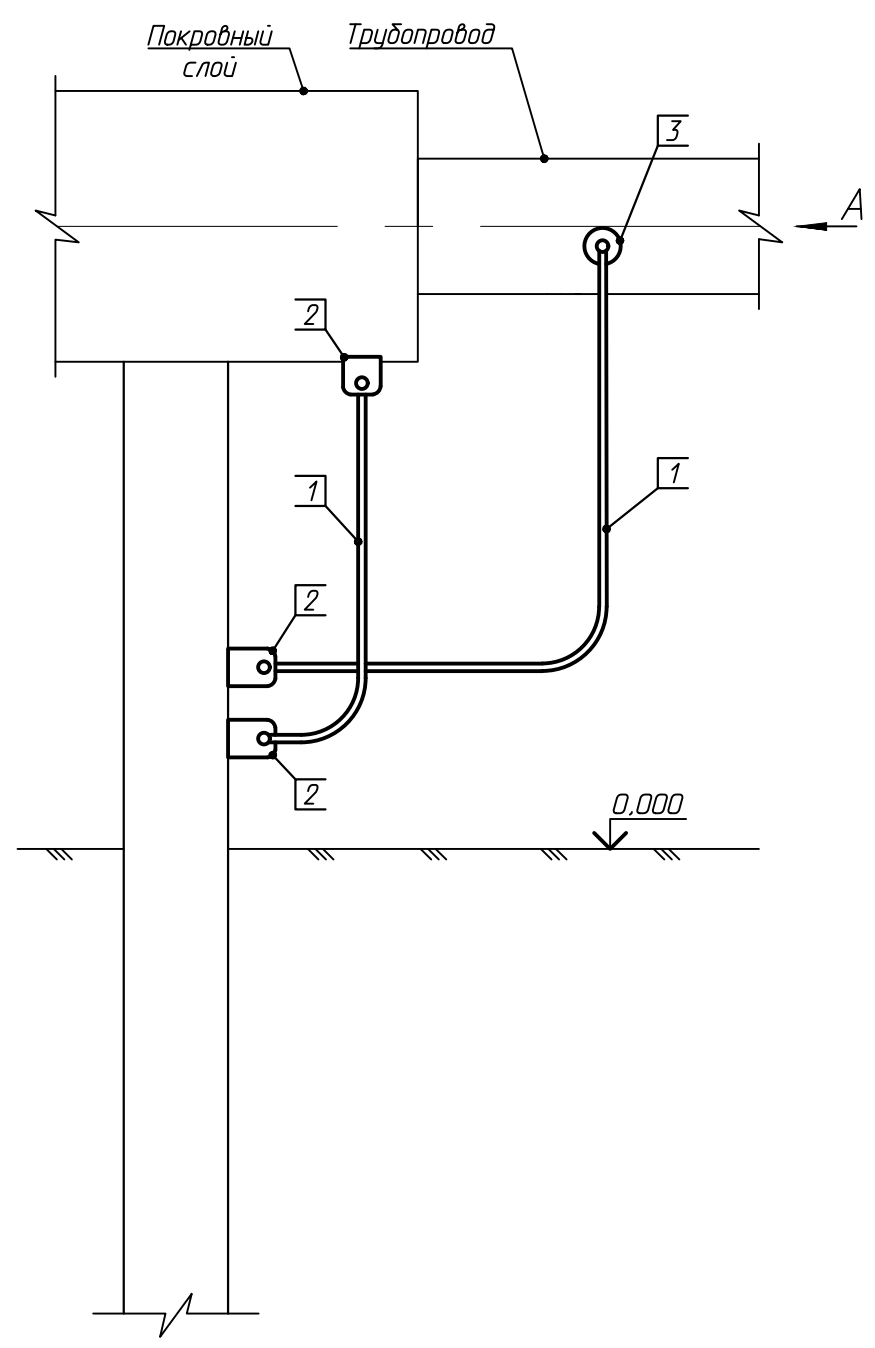
					27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г42		
					Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4. 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"		
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Савватеев		08.22	П		1
Проверил.		Попков		08.22			
Нач. отд.		Попков		08.22			
Н. контр.		Салдаева		08.22	Схема электроснабжения проектируемых объектов		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"
Формат А4х3							



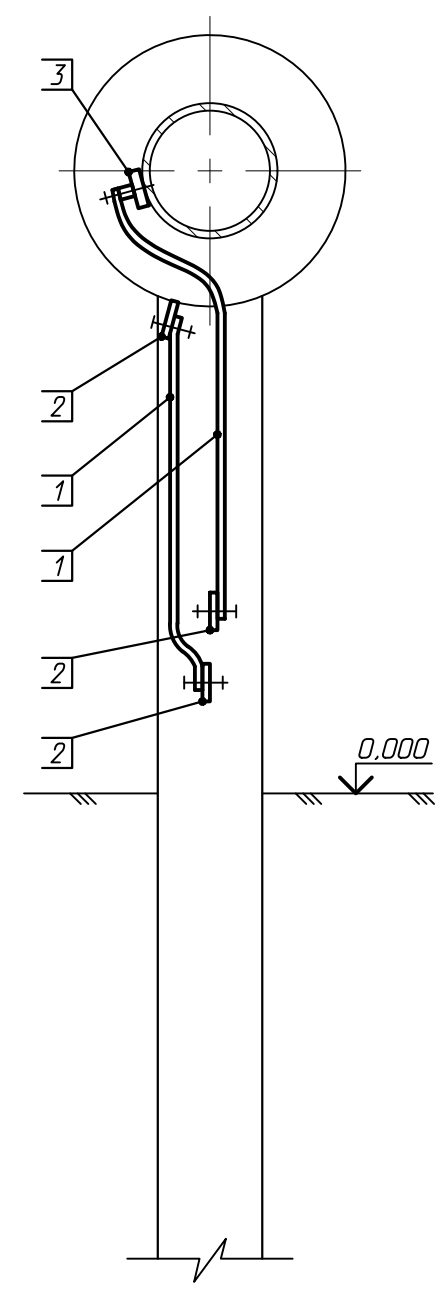
Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Гибкая перемычка стальная 35 кв. мм ПГС 35-560 У2.5	2	0,230	
2		Флажок стальной оцинкованный Ф35 У2.5	3	0,01	
3		Патрон для пайки с резьбой М8 для установки в ПКВ Менделеевец SAFE 10381	1	0,028	
4		Керамический изолятор, 12 мм SAFE 2012	1	0,01	
5		Термоусаживающаяся лента толщина 1.4 мм, ширина 225 мм, Терма-Р, м	1	0,24	
6		Термоусаживающаяся лента толщина 2.0 мм, ширина 100 мм, Терма-Р3, м	1	0,2	
7		Болт оцинкованный, М8х25	3	0,014	
8		Гайка оцинкованная, М8	4	0,008	

Узел присоединения трубопровода к опоре трубопровода



Вид А

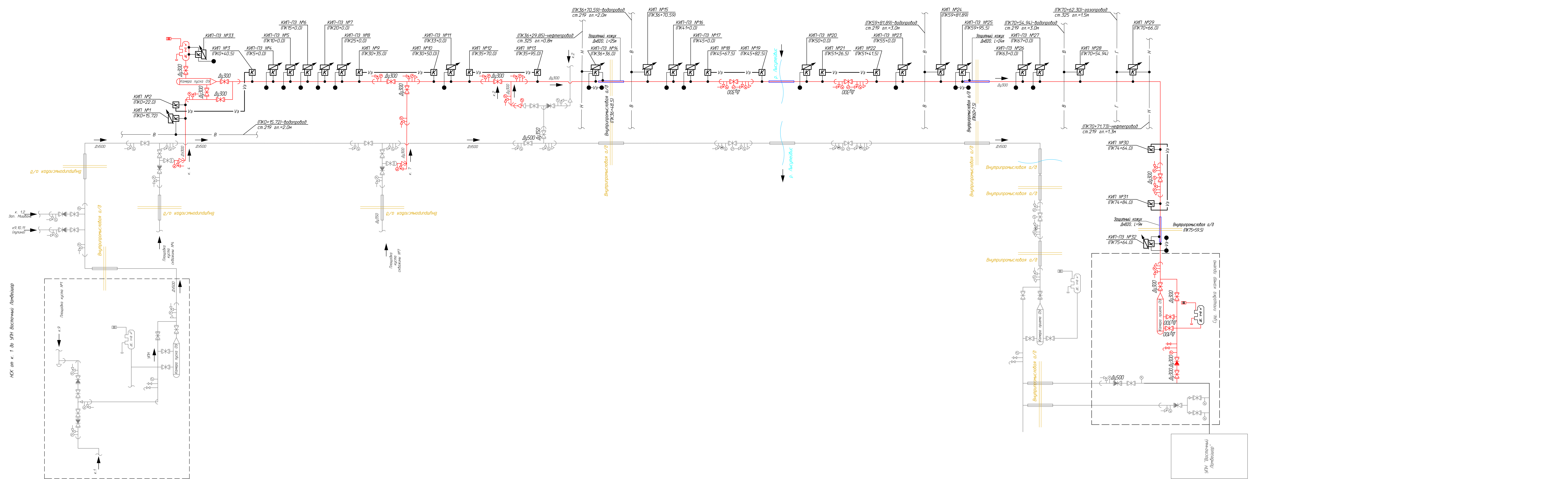


Согласовано	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

1. Длина сварного шва должна быть не менее 6д, высота шва - не менее 4 мм.
2. Поверхность трубопровода предварительно зачистить для обеспечения металлического контакта с заземляющим проводником. После монтажа при необходимости восстановить защитный слой.
3. Присоединение при необходимости возможно выполнить к ближайшему заземляющему устройству.
4. Спецификация дана на одно присоединение трубопровода, в данном проекте таких присоединений - 26 компл.

27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г43					
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Савватеев			05.23
Проверил		Попков			05.23
Нач.отд.		Попков			05.23
Н. контр.		Салдаева			05.23
				Стадия	Лист
				П	1
				Узел присоединения трубопровода к опоре трубопровода	
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

Схема расположения средств ЭХЗ



Условные обозначения

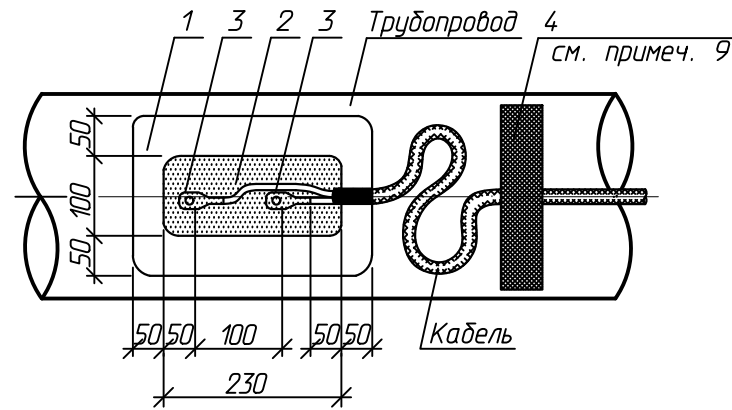
Обозначение	Наименование
-V3 - V3-	Кабели электрохимической защиты проложенные в траншее
[К]	Контрольно-измерительный пункт
[Блок]	Блок собственной защиты
●	Протекторная установка

- Условные обозначения средств автоматизации выполнены по пособию к ГОСТ 21.408-2013 РМ4-2-96, по ГОСТ 21.208-2013.
- Контрольно-измерительные пункты установить над осью газопровода в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.
- МЭС установить в групп на расстоянии от 50 до 100 мм от вертикальной проекции донной поверхности трубопровода (кожуха) на уровне нижней обвязочной трубопровода (кожуха). Плоскость датчика потенциала должна быть перпендикулярна оси трубопровода (кожуха).
- Подключение ИКП выполнять в соответствии с инструкцией изготовителя.

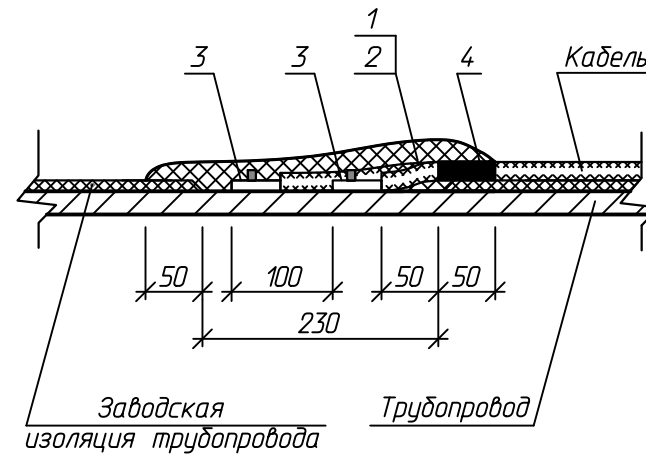
27-04-2НИИП/2022-2-ТКР1Г44				
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламбейшор"				
Им.	Кач.	Лист	№ док.	Лист
Разраб.	Салдаев	05.23		Стандия
Проверил	Полжов	05.23		Лист
Нач. отд.	Полжов	05.23		1
Н. контр.	Салдаев	05.23		

## Узел присоединения выводов ЭХЗ к трубопроводу

Присоединение кабеля электрохимзащиты к трубопроводу с полиэтиленовым изоляционным покрытием



Изоляция узла присоединения кабеля



### Изоляция узла термоусаживающейся армированной лентой Терма-Р

1. С поверхности трубы удалить полиэтиленовое покрытие трубы на участке 230x100 мм и зачистить до металлического блеска (до степени не ниже 3 по ГОСТ 9.402-2004) с последующей протиркой уайт-спиритом.
2. С концов жил кабеля снять изоляцию на длину обжима кабельного наконечника. Кабель подводится к участку подсоединения с длиной петлей и крепится на трубе лентой Терма-Р. Присоединение кабеля непосредственно к трубе выполнить конденсаторной сваркой с использованием клеммы ЭХЗ-КТС и установки контактной точечной сварки ЭХЗ-КТС.
3. Изоляцию места разделки кабеля при приварке его к трубопроводу выполнить с помощью термоусаживаемой трубки ТУТнг в соответствии с технологией поставщика.
4. Сварку выполнять согласно инструкции по эксплуатации установки контактной точечной сварки ЭХЗ-КТС.
5. Место сварки запрещается располагать в зонах поврежденных коррозией, на сварных швах, а так же ближе 100 мм от них. Вырезать из ленты Терма-Р заплату с размерами, обеспечивающими перекрытие изолируемого участка, не менее, чем на 50 мм по периметру. Углы заплаты скруглить.
6. Нагреть газовой горелкой место изолирования приварок до температуры 85-95°C и нанести ремонтный наполнитель Терма-РЗ на стальную поверхность трубы, предварительно подложив под кабель и на него полоски наполнителя. Нагреть наполнитель и равномерно выровнять шпателем.
7. Установить ленту Терма-Р на изолируемую поверхность, подогрев слой клея газовой горелкой. Прикатать ленту Терма-Р термостойким роликом. Нагреть защитный полиэтиленовый слой Терма-Р газовой горелкой до выделения армирующей сетки (не допуская перегрева) и прикатать термостойким роликом до удаления пузырьков воздуха, при этом необходимо добиться выдавливания клея из-под ленты по всему периметру. Общая толщина покрытия над местами должна соответствовать существующему покрытию.
8. После окончания работ места приварки проверить искровым дефектоскопом напряжением не менее 5 кВ/мм защитного покрытия трубы.
9. Монтажную ленту для фиксации кабеля к трубе изготовить из отрезка ленты термоусаживающейся ТЕРМА-Р с размерами 50x200 мм.
10. Спецификация представлена для изоляции одного узла присоединения кабельного вывода ЭХЗ.

Согласовано

Взам. инв. №

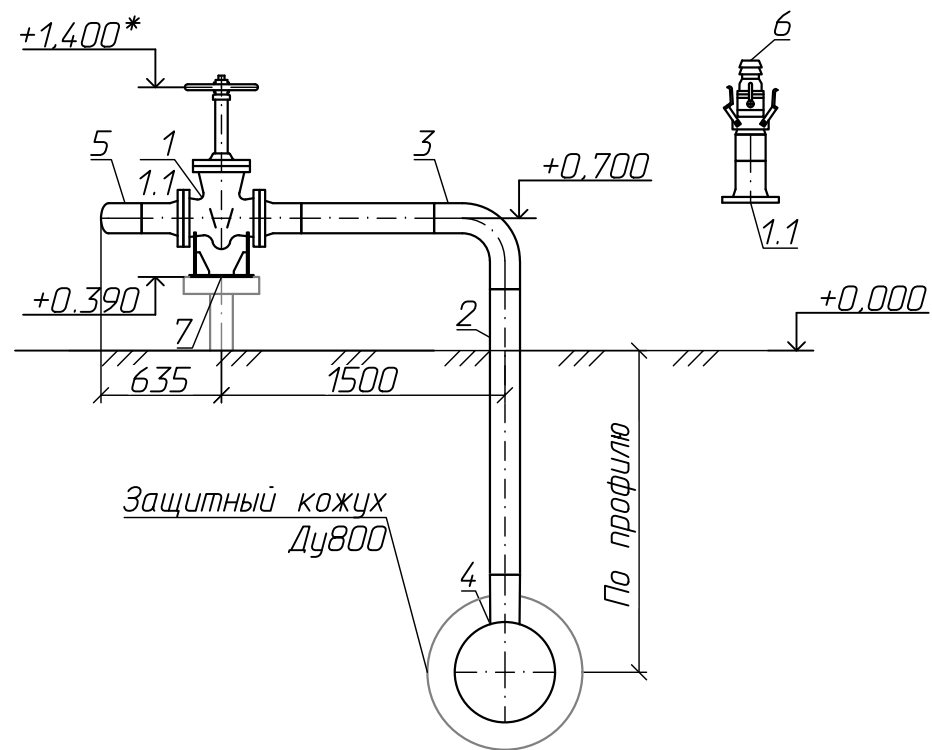
Подп. и дата

Инв. № подл.

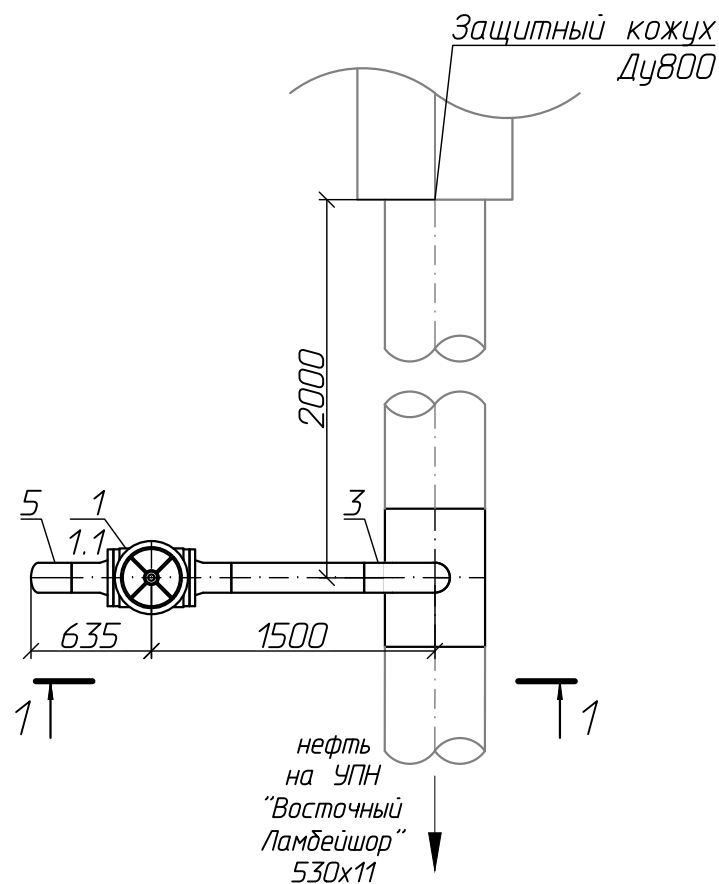
27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г45					
Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения. Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН Восточный Ламдейшор					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Савватеев			05.23
Проверил		Попков			05.23
Нач. отд.		Попков			05.23
Н. контр.		Салдаева			05.23
Узел присоединения выводов ЭХЗ к трубопроводу					000 "НИПИ нефти и газа УГТУ"
			Стадия	Лист	Листов
			П		1

# Узел сливного устройства

## Разрез 1-1



## План



## Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновая без КОФ Ду 150 мм, Ру=4,0 МПа	3	145,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 150мм, Ру=4,0 МПа	9		
		Труба стальная прямошовная, нефтегазопроводная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
2		- 159x6-K48-52	7,6	22,6	
		Детали с приварными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
3		- Отвод ОКШ 90°-159(6K48-52)-4,0-0,6-1,5DN-XЛ	3	12,3	вес с катушками
4		- Тройник ТШР 530(11K48-52)x159(6K48-52)-4,0-0,6-XЛ	3	108,6	вес с катушками
5		- Заглушка П 159x6	3	6,6	вес с катушками
6		Муфта "Сухого разъема"	3	15,0	
7	27-04-2НИПИ-2022-1-ТКР1.Г18	Опора под задвижку Ду150	3	19,9	

Количество изделий и материалов в спецификации представлено на три узла.

1. Узел сливного устройства расположен на расстоянии 2 м от конца края защитного кожуха по ходу движения потока, по трассе проектируемого нефтесборного коллектора от т.вр. к.№4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор" на ПК36+63.00 ПК60+21.50, ПК75+66.00.
2. Теплоизоляция условно не показана.
3. Муфта сухого разъема монтируется при необходимости опорожнения участка. На место позиции №9 и №10.
4. Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАЛ-М80.
5. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
6. Строительные конструкции опор под трубопровод представлены в части конструктивных решений 27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР2.
7. \* - размер уточнить по месту.

<b>27-04-2НИПИ/2022-2-ТКР1.Г46</b>					
"Строительство и реконструкция нефтесборных коллекторов Восточно-Ламдейшорского месторождения". Нефтесборный коллектор от т.вр. к. №4, 65 до УПН "Восточный Ламдейшор"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Суркова			10.23
Проверил		Новоселова			10.23
Н. контр.		Салдаева			10.23
				Стадия	Лист
				П	1
				Узел сливного устройства. План. Разрезы 1-1, 2-2	
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

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