



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный №П-125-001102065200-0274 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и нефтяной
отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

**«Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения.
2 очередь строительства»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6 «Технологические решения»

Книга 3 «Технологические решения по трубопроводам»

06-04-2НИПИ/2022-1-ТРЗ

Том 6.3

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

Заместитель директора –
Главный инженер
Главный инженер проекта

О.С. Соболева
К. В. Худяев

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
06-04-2НИПИ/2022-1-ТРЗ.С	Содержание тома 3.1	1 Лист
06-04-2НИПИ/2022- 1-ТРЗ.Т	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	Листов
	Решения по трубопроводам. Текстовая часть	
06-04-2НИПИ/2022-1- ТРЗ.Г1	Ведомость документов графической части	1 Листов
	Общее количество листов документов, включенных в том 3.1	Лист

Согласовано	

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Суркова			11.23
Проверил		Новоселова			11.23
Н.контр.		Солдаева			11.23

06-04-2НИПИ/2022-1-ТКР1.С

Содержание тома 3.1

Стадия	Лист	Листов
П	1	1

ООО «НИПИ нефти и
газа УГТУ»

Содержание

1	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	3
1.1	Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта	6
1.2	Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта .	8
1.3	Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта.....	9
2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта.....	11
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	14
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта ..	15
5	Сведения о проектной мощности линейного объекта.....	16
6	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта(в том числе возможность автоматического регулирования таких оборудования и устройств), обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов.....	17
6.1	Общие решения по трубопроводам	17
6.1.1	Решения по нефтесборным коллекторам и выкидным линиям	19
6.2	Общие сведения	25
6.3	Результат расчёта промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость.....	26
6.4	Результат расчёта устойчивости участков проектируемых трубопроводов против всплытия	27
6.5	Решения по защите трубопровода от коррозии	26
7	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта	30
8	Перечень мероприятий энергосбережению	32

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

06-04-2НИПИ-2022-1-ТРЗ.Т

<u>1</u>									
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Решения по трубопроводам	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Суркова			11.23		П	1	52
Проверил		Новоселова			11.23				
Н.контр.		Салдаева			11.23				
							ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

9	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащённость рабочих мест	33
10	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	34
10.1	Объём контроля и автоматизации	34
10.2	Телемеханизация нефтесборного коллектора.....	36
10.3	Технические средства автоматизации.....	41
11	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьёй 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	44
12	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях.....	45
	Приложение А (обязательное) Физико-химические свойства	48
	Библиография	49

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-04-2НИПИ/2022-1-ТРЗ.Т	Лист
								2
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

Настоящая проектная документация разработана на основании задания на проектирование объекта «Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства», утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Д.А. Баталовым.

В настоящем томе предусматривается строительство нефтесборных коллекторов и выкидных линий. Верхне-Возейского месторождения. Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность плановая м	Протяженность с удлинителями м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
					Класс	Категория по назначению	
Нефтесборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084	Н	219x8	3928	3968,6	III	II	4,0
Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509	Н	89x6	2110	2159,27	III	II	4,0
Выкидная линия от к.3578 до т.вр. скв.3578	Н	89x6	998	1013,0	III	II	4,0
Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455	Н	89x6	74	106,06	III	II	4,0
Примечание: Н - нефтепровод							

В соответствии с заданием на проектирование, техническими условиями предусматривается предусмотрено проектирование следующих объектов:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
							3

1 этап: Строительство нефтегазопровода от к №4084 до т.вр. куста №4084;

2 этап: Строительство КТП на кусте №4084;

3 этап: Обустройство скважины №312 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

4 этап: Обустройство скважины №10В3 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

5 этап: Обустройство скважины №11В3 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

6 этап: Обустройство скважины №4083 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

7 этап: Обустройство скважины №4086 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

8 этап: Обустройство скважины №3600 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

9 этап: Обустройство скважины №4085 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

10 этап: Обустройство скважины №3610 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

11 этап: Обустройство скважины №3606 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

12 этап: Обустройство скважины №4088 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

13 этап: Обустройство скважины №4092 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

14 этап: Обустройство скважины №4093 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

15 этап: Обустройство скважины №4094 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

16 этап: Обустройство скважины №4098 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

17 этап: Обустройство скважины №4096 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

18 этап: Обустройство скважины №4097 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
								4
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

19 этап: Обустройство скважины №4087 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

20 этап: Обустройство скважины №4091 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

21 этап: Обустройство скважины №4089 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

22 этап: Обустройство скважины №4090 куста №4084 с технологическими сетями и оборудованием;

23 этап: Строительство блока фильтров на кусте №4084;

22 этап: Строительство выкидной линии «скв.3455 до т.вр. скв.3455»;

23 этап: Демонтаж недействующих коммуникаций по трассе выкидной линии «скв.3455 до т.вр. скв.3455»;

24 этап: Строительство выкидной линии «скв.3509 до т.вр. скв.3509»;

25 этап: Демонтаж недействующих коммуникаций по трассе выкидной линии «скв.3509 до т.вр. скв.3509»;

26 этап: Строительство выкидной линии «скв.3578 до т.вр. скв.3578»;

27 этап: Демонтаж недействующих коммуникаций по трассе выкидной линии «скв.3578 до т.вр. скв.3578»;

28 этап: Строительство КТП на площадке скв. №3578.

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

Ближайший населённый пункт – п. Верхнеколвинск, находится в 8,5 км к югу от района работ. Административный центр – г. Усинск находится в 85 км к юго-востоку от территории строит. Город Усинск – центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. В городе имеются: современный аэропорт с воздушным сообщением между городами Москва, Сыктывкар, Ухта, Нарьян-Мар и железнодорожная станция, принимающая грузопассажирские поезда по железнодорожной магистрали «Москва – Воркута», а также порт на р. Уса. Подъезд к участку строительства осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск – Харьяга». Участок работ расположен в пределах Возейского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ Коми». На его территории расположены площадные и линейные объекты нефтедобычи. Линейные сооружения в основном проложены подземно.

Согласно карте климатического районирования для строительства участок строительства относится к строительному климатическому подрайону I Д.

Районирование территории:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
							5

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

Средняя годовая температура воздуха за многолетний период составляет минус 2,9 °С. Средняя месячная температура изменяется от минус 19,0 °С в январе до 14,8 °С 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 80-92 дня. Средняя скорость ветра – 4,7 м/с.

1.1 Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта

В геолого-литологическом строении до глубины 15,0 м принимают участие только отложения четвертичной системы (сверху-вниз): почвенно-растительный слой (solIV), техногенные отложения (tIV), биогенные (lbIV) и озерно-аллювиальные отложения (laIII).

Современные отложения представляют собой почвенно-растительный слой (solIV). Почвенно-растительный слой (solIV) – находится в интервале глубин от 0,00 м до 0,10-0,30 м, на абсолютных отметках от 87,62-103,11 до 87,42-102,81 м. Максимальная толщина почвенно-растительного слоя составила 0,30 м, минимальная – 0,10 м.

Техногенные отложения (tIV) представлены песком мелким, коричневым, средней плотности, средней степени водонасыщения и водонасыщенным (ИГЭ-1) находятся в интервале глубин от 0,00-0,20 м до 0,90-5,50 м, на абсолютных отметках от 75,61-99,56 до 72,06-95,26 м.

Максимальная толщина техногенных отложений составила 5,50 м, минимальная – 0,70 м.

Современные биогенные отложения (lbIV) распространены локально. Представлены торфом среднеразложившимся (D_{др}=27%), средней степени водонасыщения и водонасыщенным (ИГЭ-2), находятся в интервале глубин от 0,10-5,50 м до 0,40-5,60 м на абсолютных отметках от 72,81-97,52 м до 72,61-97,22 м. Максимальная толщина слоя составила 0,60 м, минимальная – 0,10 м.

Озерно-аллювиальные отложения (laIII) представлены песками мелкими, а также тальми и мерзлыми суглинками.

Талые:

Песок серо-коричневый, мелкий, средней плотности, средней степени водонасыщения и водонасыщенный ниже уровня грунтовых вод (ИГЭ-3), находится в интервале глубин от

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
								6
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

0,10-3,00 м до 0,80-4,30 м на абсолютных отметках от 87,42-90,35 м до 86,72-89,65 м. Максимальная толщина слоя составила 1,40 м, минимальная – 0,70 м.

Суглинок серо-коричневый, мягкопластичный, с включением гальки, дресвы (ИГЭ-4), находится в интервале глубин от 0,10-5,60 м до 2,10-8,00 м на абсолютных отметках от 72,06-102,81 м до 68,61-101,01 м. Максимальная толщина слоя составила 4,60 м, минимальная – 0,30 м.

Суглинок серо-коричневый, тугопластичный, с включением гальки, дресвы (ИГЭ-5), находится в интервале глубин от 1,50-7,00 м до 5,50-15,00 м на абсолютных отметках от 76,06-101,01 м до 72,36-96,91 м. Максимальная толщина слоя составила 13,30 м, минимальная – 2,00 м.

Суглинок серо-коричневый, полутвердый, с включением гальки, дресвы (ИГЭ-6), находится в интервале глубин от 5,00-14,40 м до 7,00-15,00 м на абсолютных отметках от 75,52-84,80 м до 72,62-81,96 м. Максимальная толщина слоя составила 10,00 м, минимальная – 0,60 м.

Мерзлые:

Многолетнемерзлые отложения представлены суглинком мерзлым, массивной криогенной текстуры, нельдистым ($i_i \leq 0,03$), при оттаивании легким, тугопластичным, незасоленным ($D_{sal} = 0.10\%$), с редк. вкл. дресвы (ИГЭ-7), находятся в интервале глубин от 6,20-11,20 м до 7,00-15,00 м. Максимальная толщина слоя составила 8,20 м, минимальная – 0,80 м. Район относится к зоне редкоостровного (5-30%) распространения многолетнемерзлых пород (ММП).

По соотношению площадей ММП и талых пород район работ приурочен к I мерзлотной зоне – редкоостровного распространения мерзлых пород. Температура мерзлых грунтов изменяется от $-0,09$ °C до $-2,36$ °C.

По температурно-прочностным свойствам грунты толщи характеризуются как твердомерзлые Пластично-мерзлые встречены только в переходной зоне от таликовой зоны к мерзлым грунтам. По льдистости грунты относятся к: нельдистым – ИГЭ №7.

Тип криогенной текстуры массивный: – ИГЭ №7. Сезонно-мерзлый слой (СМС) представляет собой верхний горизонт толщ мерзлых грунтов, подвергающихся сезонным температурным преобразованиям. В пределах площадки работ грунты подвержены сезонным температурным колебаниям. Основными факторами, влияющими на формирование деятельного слоя, являются: литологический состав и свойства грунтов, растительный покров, рельеф, дренированность поверхности, высота и плотность снежного покрова. Нормативная глубина сезонного промерзания составляет для песков мелких – 2,45 м, для суглинков – 2,02 м.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т

1.2 Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта

Гидрогеологические условия в пределах изученных глубин характеризуются наличием одного водоносного горизонта спорадического распространения, приуроченного к озерно-аллювиальным отложениям.

Водовмещающими грунтами являются пески мелкие, а также песчаные прослойки в суглинках. Воды находятся на глубинах 3,5-8,5 м, на абсолютных отметках 81,36-95,29 м. Воды напорные, пьезометрический уровень зафиксирован на глубине 1,50-7,00 м, на абсолютных отметках 82,36-97,29 м. Величина напора достигает 0,50-2,00 м. Питание осуществляется за счет перетекания из вышележащих грунтовых вод на участках размыва перекрывающих водоупорных отложений. Разгрузка осуществляется за пределами площадки.

Также присутствуют грунтовые воды типа «верховодка» на глубинах 1,40-3,50 м, на абсолютных отметках 85,31-96,01 м. По химическому составу воды хлоридно-гидрокарбонатно-кальциево-магниевые. Вода весьма пресная, очень мягкая (жёсткость постоянная). Подземные воды по отношению к бетону марки W4 по показателю бикарбонатной щелочности - слабоагрессивные, по отношению к бетону марки W6, W8, W10-12 по содержанию сульфатов (SO4²⁻) подземные воды неагрессивные.

Подземные воды по отношению к арматуре в бетоне при постоянном погружении неагрессивные и слабоагрессивные при периодическом смачивании по содержанию хлоридов, по отношению к металлическим конструкциям - среднеагрессивные по суммарному содержанию сульфатов и хлоридов

Грунтовые воды являются безнапорным со свободной поверхностью, нижним водоупором служат озерно-аллювиальные суглинки. Питание горизонта происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков (дождевые и талые воды), а также за счет водопритока из-за утечек из водонесущих коммуникаций.

Уровень «верховодки» в естественных условиях испытывает резкие колебания в зависимости от количества атмосферных осадков, температуры и других метеорологических факторов. «Верховодка» опасна при строительстве своим неожиданным появлением. Образовавшаяся «верховодка» может вызывать подтопление инженерных сооружений. При недостаточной организации поверхностного водостока «верховодка» может перейти в постоянный водоносный горизонт.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
							8

1.3 Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта

По климатическому районированию город Усинск находится в атлантико-арктической области умеренного пояса. Климат умеренно-континентальный, формируется в условиях малого количества солнечной радиации зимой, под влиянием северных морей и интенсивного западного переноса воздушных масс. Территория района большую часть года находится под воздействием арктических воздушных масс и циклонической деятельности. Прохождения циклонов с Атлантики и частые вторжения арктического воздуха с Северного ледовитого океана обуславливают значительную неустойчивость в погоде в течение всего года. Наиболее развита циклоническая деятельность зимой и осенью, летом она ослабевает. Зимой циклоны приносят с собой пасмурную погоду с частыми снегопадами и метелями, летом – пасмурную, прохладную и дождливую.

В целом, климат Усинского района характеризуется как умеренно-континентальный с коротким и прохладным летом и длинной холодной и многоснежной зимой с устойчивым снежным покровом. Большую часть года преобладает выпадение снежных осадков различной интенсивности, которые часто сопровождаются метелями. Снежный покров удерживается 230 дней в году, с середины октября до июня. Снежный покров является фактором, оказывающим существенное влияние на формирование климата в зимний период, в основном вследствие большой отражательной способности поверхности снега. В то же время снежный покров предохраняет почву от глубокого промерзания. Наиболее интенсивный рост высоты снежного покрова идет от ноября к январю, в месяцы с наибольшей повторяемостью циклонической погоды, когда сохраняются основные запасы снега. Наибольшей величины он достигает во второй декаде марта. Наибольшая за зиму средняя высота снежного покрова по данным снегомерной съемки составляет 74 см. Довольно часто возникают туманы.

Основные климатические характеристики района строительства приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Основные климатические характеристики холодного периода года

Наименование		Усть-Уса
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С,	обеспеченностью 0,98	-47
	обеспеченностью 0,92	-45
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С,	обеспеченностью 0,98	-44
	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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									9
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т			

Наименование			Усть-Уса
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха °С, периода со средней суточной температурой воздуха	≤ 0°С	продолжительность	211
		средняя температура	-11,4
	≤ 8°С	продолжительность	277
		средняя температура	-7,7
	≤ 10°С	продолжительность	297
		средняя температура	-6,5
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %			83
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15ч. 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 ≤ 8°С			3,9

Таблица 3 – Основные климатические характеристики теплого периода года

Наименование		Усть-Уса
Барометрическое давление, гПа		1003
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95		18
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98		23
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С,		20,5
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С,		34,
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С		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 июль-август		С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с		4,3

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									10
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т			

2 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта

Проявление современных экзогенных процессов в значительной степени обусловлено геоморфологическими и климатическими особенностями, геологическим строением района.

Среди инженерно-геологических процессов и явлений, негативно влияющих на инженерно-геологическую обстановку на участке строительства выявлены процессы заболачивания, подтопления и пучения грунтов в зоне сезонного промерзания.

Причинами заболачивания являются: зона избыточного увлажнения, затрудненный поверхностный сток, равнинный рельеф, близкое залегание подземных вод.

Болота низинного типа, мохово-гравяные, сложены торфами толщиной 0,10-1,50 м (по данным бурения и архивным материалам).

Тип болот по характеру передвижения строительной техники – II (болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и передвижение строительной техники только по щитам, сляням или дорогам, обеспечивающим снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,01 МПа).

При проектировании и строительстве на болотах с участками развития торфа рекомендуется устройство дренажа, уплотнение основания временной или постоянной нагрузкой с устройством дренажа; на участках развития торфа с толщиной более 2,0 м рекомендуются свайные фундаменты, либо устройство фундаментов (столбчатых, ленточных и т. п.) на песчаной, гравийной, щебеночной подушке. Так же одним из основных процессов, осложняющих инженерно-геологические условия площадок, является подтопление.

Под подтоплением понимается процесс подъема уровня грунтовых вод выше некоторого критического положения, а также формирования верховодки и (или) техногенного водоносного горизонта, приводящий к ухудшению инженерно-геологических условий территории строительства, агромелиоративной и экологической обстановки.

Подтопление обусловлено превышением приходных статей водного баланса над расходными, под влиянием комплекса природных и техногенных факторов.

Учитывая гидрогеологические особенности участка работ по глубине залегания подземных вод территория строительства относится к естественно подтопленной (уровень подземных вод менее 3 метров).

При проектировании и строительстве на подтопленных участках рекомендуется провести следующие мероприятия: организация поверхностного стока, создание надежной системы водоотведения, общее водопонижение, методы борьбы с утечками и т. д.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

В пределах участка работ грунты могут проявлять пучинистые свойства.

Нормативная глубина сезонного промерзания по составляет для песков пылеватых – 2,45 м, для суглинков – 2,02 м.

Грунты ИГЭ №№1,2,3,4,5 попадают в зону сезонного промерзания. Грунты ИГЭ №№1,3 в пределах слоя сезонного промерзания, по степени пучинистости относятся к непучинистым ($D < 1$), ИГЭ №5 – к слабопучинистым ($0,01 \leq \varepsilon_{fh} < 0,035$), ИГЭ №№2,4 – к сильнопучинистым ($\varepsilon_{fh} > 0,070$). Оценка степени пучинистости органических грунтов определялась лабораторным путем. Показатели относительной деформации морозного пучения составили от 0,071 до 0,093 ε_{fh} . Торф (ИГЭ №2) характеризуется как сильнопучинистый, среднее значение $\varepsilon_{fh} = 0,81$.

Степень морозной пучинистости грунтов выделенных ИГЭ на участках проектируемых трасс:

- ИГЭ 1 непучинистый;
- ИГЭ 2 сильнопучинистый;
- ИГЭ 3 непучинистый;
- ИГЭ 4 сильнопучинистый;
- ИГЭ 5 слабопучинистый.

Морозное пучение грунтов следует рассматривать как опасный процесс. Напряжения, возникающие в грунтах при пучении, способны вызвать деформации сооружений. Непосредственно на инженерные сооружения процесс морозного пучения воздействует через касательные и нормальные силы пучения. При последующем оттаивании пучинистого грунта происходит его осадка. Противопучинные мероприятия для зданий и сооружений назначают, если устойчивость сооружения, рассчитанная на действие сил морозного пучения, не обеспечивается нагрузкой от сооружения и силами заанкеривания фундамента в грунтах.

Противопучинные мероприятия должны быть направлены на снижение касательных сил пучения и разработку конструктивных особенностей сооружений позволяющих удерживать их от выпучивания. При проектировании необходимо предусмотреть противопучинные мероприятия: инженерно-мелиоративные (тепломелиорация и гидромелиорация); конструктивные; физико-химические (гидрофобизация грунтов, добавки полимеров, засоление и др.); комбинированные.

Мероприятиями, направленными на нейтрализацию и недопущение процессов пучения, являются:

- выполнение землеройных работ в теплое время года с целью исключения замачивания и дальнейшего промораживания грунтов естественного основания;
- подготовка грунтов естественного основания фундаментов путем отсыпки песчано-гравийной смеси с послойным уплотнением толщиной не менее 0,5 м;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
							12

– производство работ по сведению древостоя и корчевке только в холодное время года.

В соответствии с картами А, В, С общего сейсмического районирования рассматриваемый участок характеризуется сейсмичностью менее 6 баллов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-04-2НИПИ/2022-1-ТРЗ.Т	Лист
								13
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

В геолого-литологическом разрезе рассматриваемой территории до глубины 15,0 м, выделено 7 инженерно-геологических элементов (ИГЭ):

- ИГЭ №1 – Насыпной грунт – песок серо-коричневый, мелкий, средней плотности, средней степени водонасыщения/водонасыщенный, tIV;
- ИГЭ №2 – Торф среднеразложившийся ($D_{dp}=27\%$), средней степени водонасыщения/водонасыщенный, IbIII;
- ИГЭ №3 – Песок серо-коричневый, мелкий, средней плотности, средней степени водонасыщения/водонасыщенный, IaIII;
- ИГЭ №4 – Суглинок серо-коричневый, мягкопластичный, с включениеи гальки, дресвы, IaIII;
- ИГЭ №5 – Суглинок серо-коричневый, тугопластичный, с включением гальки, дресвы, IaIII;
- ИГЭ №6 – Суглинок серо-коричневый, полутвердый, с включением гальки, дресвы, IaIII;
- ИГЭ №7 – Суглинок серый, мерзлый, массовой криогенной текстуры, нельдистый ($i_i \leq 0,03$), при оттаивании легкий, тугопластичный, незасоленный ($D_{sal}=0.10\%$), с вкл.гальки, дресвы, IaIII.

Коррозионная агрессивность грунтов к стали средняя. Грунты неагрессивны к железобетонным конструкциям и к бетону всех марок.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
								14
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

Гидрогеологические условия в пределах изученных глубин характеризуются наличием одного водоносного горизонта спорадического распространения, приуроченного к озерно-аллювиальным отложениям.

Водовмещающими грунтами являются пески мелкие, а также песчаные прослойки в суглинках. Воды находятся на глубинах 3,5-8,5 м, на абсолютных отметках 81,36-95,29 м. Воды напорные, пьезометрический уровень зафиксирован на глубине 1,50-7,00 м, на абсолютных отметках 82,36-97,29 м. Величина напора достигает 0,50-2,00 м. Питание осуществляется за счет перетекания из вышележащих грунтовых вод на участках размыва перекрывающих водоупорных отложений. Разгрузка осуществляется за пределами площадки.

Также присутствуют грунтовые воды типа «верховодка» на глубинах 1,40-3,50 м, на абсолютных отметках 85,31-96,01 м. По химическому составу воды хлоридно-гидрокарбонатно-кальциево-магниевые. Вода весьма пресная, очень мягкая (жёсткость постоянная). Подземные воды по отношению к бетону марки W4 по показателю бикарбонатной щелочности - слабоагрессивные, по отношению к бетону марки W6, W8, W10-12 по содержанию сульфатов (SO4²⁻) подземные воды неагрессивные.

Подземные воды по отношению к арматуре в бетоне при постоянном погружении неагрессивные и слабоагрессивные при периодическом смачивании по содержанию хлоридов, по отношению к металлическим конструкциям - среднеагрессивные по суммарному содержанию сульфатов и хлоридов

Грунтовые воды являются безнапорным со свободной поверхностью, нижним водоупором служат озерно-аллювиальные суглинки. Питание горизонта происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков (дождевые и талые воды), а также за счет водопритока из-за утечек из водонесущих коммуникаций.

Уровень «верховодки» в естественных условиях испытывает резкие колебания в зависимости от количества атмосферных осадков, температуры и других метеорологических факторов. «Верховодка» опасна при строительстве своим неожиданным появлением. Образовавшаяся «верховодка» может вызывать подтопление инженерных сооружений. При недостаточной организации поверхностного водостока «верховодка» может перейти в постоянный водоносный горизонт.

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

						06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

5 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Настоящим томом предусматривается строительство нефтесборного коллектора от к.4084 до т.вр. к. 4084, выкидной линии скв. 3509 до т.вр. скв.3509, выкидной линии скв. 3578 до т.вр.скв.3578, выкидной линии скв. 3455 до т.вр. скв. 3455.

Схема линейного объекта представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г1.

Проектные мощности проектируемых трубопроводов определены в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Проектные мощности проектируемого трубопровода

Наименование	Назначение	Проектные мощности	
		Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча нефти, т/сут
Нефтесборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084	Н	736,8	581,6
Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв.3509	Н	115,0	15,0
Выкидная линия от к.3578 до т.вр. скв.3578	Н	95,0	15,0
Выкидная линия скв.3455 до т.вр. скв.3455	Н	51,5	40,07
Примечание: Н- нефтепровод			

Газовый фактор перекачиваемой жидкости по проектируемому трубопроводу Верхне-Возейского поднятия 260,8 м³/т.

Рабочее давление нефтесборных коллекторов и выкидных линий 4,0 МПа. Гидравлические потери давления не превышают 0,12 МПа/км.

В транспортируемом нефтегазовом флюиде объемная концентрация содержания сероводорода составляет 0,1 - 3,07%. Согласно таблице №1 (таблице №2) Приложения № 4 к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности (Приказ №534 от 15.12.2020) проектируемые нефтепроводы при концентрации сероводорода $C(H_2S \text{ объемное}) < 0,075\%$ (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
									16
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т

6 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта(в том числе возможность автоматического регулирования таких оборудования и устройств), обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов

6.1 Общие решения по трубопроводам

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемых нефтесборных коллекторов и выкидных линий с минимальным заглублением 0,8 м до верха трубы. Рабочее давление проектируемых трубопроводов – 4,0 МПа.

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемые трубопроводы по диаметру (Ду200 и Ду80) относятся к III классу, по назначению – ко II категории.

Объем контроля сварных соединений трубопроводов всех категорий составляет 100 % радиографическим методом и 25 % дублирующим ультразвуковым. Также необходимо выполнить 100 % контроль сварных стыков магнитопорошковым методом при прохождении трубопровода по территории площадки куста.

Испытание на прочность, плотность и герметичность проектируемого трубопровода в пределах технологических площадок (участки категории I) необходимо проводить пневматическим способом давлением $R_{исп.} = 1,43 \times R_{расч.} = 5,72$ МПа в течение не менее 30 минут. Затем необходимо произвести проверку проектируемого трубопровода на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего продолжительностью не менее 12 часов.

Испытание участков проектируемого трубопровода за границей технологических площадок 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 узлах подключения к межпромысловому коллектору и прилегающие участки по 15 м давлением $R_{исп.} = 1,5 \times R_{раб.} = 6,0$ МПа в течение 12 часов;
- на переходе через автомобильные дороги, включая участки по обе стороны дороги длиной не менее 25 м каждый от подошвы насыпи после укладки давлением $R_{исп.} = 1,5 \times R_{раб.} = 6,0$ МПа в течение 6 часов после укладки;
- 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;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- на узлах пуска и приема очистных устройств и примыкающему к нему участке 100 м давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=6,0$ МПа в течение 12 часов;
- на переходах через водные преграды в русловой части по 1000 м от границ ГВВ 10 % обеспеченности после укладки давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=5,0$ МПа в течение 12 часов;
- узлов линейной запорной арматуры до крепления на опорах, давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=1,25 \times 4,0=5,0$ МПа в течении 6 часов;

На втором этапе необходимо провести:

- пневматические испытания на прочность водотоков, включая участки по 1000 м $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=1,25 \times 4,0=5,0$ МПа в течение 12 часов;
- пневматические испытания на прочность всего трубопровода поле укладки давлением $R_{исп}=1,1 \times R_{раб}=4,4$ МПа в течение 12 часов.

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

Надземные защитные кожухи испытать пневматическим способом давлением испытания $R_{исп.}=4,0$ МПа в течении 12 часов, а также давлением $R_{раб.}=1,0$ МПа в собранном виде (после установки герметизаторов) в течение 2 часов.

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.

После строительства необходимо произвести очистку внутренней полости трубопровода очистным устройством силами подрядной организации, выполняющей СМР. Очистка полости проектируемых трубопроводов Ду80 выполнить продувкой.

Очистку проектируемого трубопровода Ду200 произвести с применением поролоновых поршней и поршней-разделителей манжетных эластичных цельнолитых без металлического сердечника. После проведения очистки полости трубопровода необходимо провести внутритрубную приборную диагностику. ВТД

Все внутритрубные снаряды, используемые в процессе обследования трубопроводов должны быть обеспечены инерциальным модулем, который позволяет регистрировать все их угловые и линейные движения во время пропуски по линейной части трубопровода.

При проведении ВТД трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием и втулками защиты сварного шва использовать дефектоскопы с магнитами и датчиками, в виде пластин с фаской, на рычажно-пружинной подвеске.

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

						06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
							18
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Профилеметрия должна проводиться многоканальными профилемерами PRN. Комплексное магнитное обследование должно проводиться инспекционными снарядами типа MFL. Внутритрубные снаряды должны обеспечивать определение технического состояния внутреннего антикоррозионного покрытия с фиксацией места нарушения или отсутствия покрытия.

Конструкция внутритрубных инспекционных приборов (ВИП) должна обеспечивать степень защиты при давлении среды 15МПа. ВИП должен быть предназначен для работы во взрывоопасных зонах класса "0", в которых возможно образование взрывоопасных смесей категории ПА, температурного класса ТЗ ВИП должен измерять пройденную дистанцию, регистрировать время от камеры пуска до камеры приема средств очистки и диагностики, а также определять расположение дефектов по длине и окружности трубопровода. ВИП должен регистрировать данные: о давлении перекачиваемого продукта, о температуре перекачиваемого продукта, об изменении скорости передвижения ВИП и сбоях в его работе.

6.1.1 Решения по нефтесборным коллекторам и выкидным линиям

Для строительства прямолинейных участков проектируемых трубопроводов проектом принята труба стальная бесшовная горячедеформированная, с минимальным пределом прочности 470 Н/мм² и минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², класса прочности К48, повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшая испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и испытания 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 Дж/см² (3,5 кгс с/см²) при температуре испытания минус 60°С. Внутреннее двухслойное заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до +80 °С, с системой защиты стыка втулкой. Наружное трехслойное антикоррозионное покрытие на основе экструдированного полиэтилена (для подземной прокладки).

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

– отводов гнутых, с радиусом изгиба 5Du, из стали с минимальным пределом прочности 470 Н/мм² и минимальным пределом текучести – 338 Н/мм², класса прочности К48, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшая испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и испытания на стойкость против ВИР по методике

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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°C (углы от 3 до 90 градусов, шаг 1 градус);

– отводов крутоизогнутых, с радиусом изгиба 1,5Du, из стали с минимальным пределом прочности 470 Н/мм^2 и минимальным пределом текучести - 338 Н/мм^2 , класса прочности K48, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшая испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и испытания 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°C , с приварными катушками по 150 мм (углы 45, 60, 90 градусов).

Для фитингов в качестве внутреннего покрытия принято двухслойное заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до $+80^\circ\text{C}$. В качестве наружного покрытия принято антикоррозионное трехслойное покрытие на основе полиэтилена.

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

Проектом предусмотрено подземное пересечение внутрипромысловых автомобильных дорог проектируемым нефтесборным коллектором Ду200 от к. 4084 до т.вр. к.4084 на ПК0+52,2 – ПК0+75,2 и на ПК26+4,2 – ПК26+29,2. Пересечения выполнены закрытым способом в защитном кожухе Ду500 из труб стальных электросварных прямошовных с заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена. Толщина стенки защитного кожуха принята 10 мм. При пересечении дороги принято заглубление проектируемого трубопровода не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного кожуха, концы которого выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна. Конструкция подземного защитного кожуха представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022- 1-ТР3.Г7.

Проектом предусмотрено подземные пересечения с технологическим проездом и внутрипромысловой автомобильной дорогой проектируемой выкидной линией Ду80 скв.3509 до т.вр. скв.3509. Пересечения выполнены закрытым способом в защитном кожухе Ду300 из труб стальных электросварных прямошовных с заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена. Толщина стенки защитного кожуха

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
							20

принята 10 мм. При пересечении дороги принято заглубление проектируемого трубопровода не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного кожуха, концы которого выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна.

Конструкция подземного защитного кожуха представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г13.

Проектом предусмотрено подземное пересечение автоподъезда к стоянке пожарной техники и внутрипромысловой автомобильной дороги проектируемой выкидной линией Ду80 скв.3578 до т.вр. скв.3578. Пересечение выполнено открытым способом при пересечении проезда и закрытым способом при пересечении внутрипромысловой дороги в защитном кожухе Ду300 из труб стальных электросварных прямошовных с заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена. Толщина стенки защитного кожуха принята 10 мм. При пересечении принято заглубление проектируемого трубопровода не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного кожуха, концы которого выводятся не менее чем на 5 метров от бровки насыпи земляного полотна. Конструкция подземного защитного кожуха представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г17.

Для прокладки трубопроводов внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых. Для герметизации межтрубного пространства на концах кожухов предусмотрено применение манжет защитных герметизирующих в комплекте со стяжными хомутами и метизами. Для защиты герметизирующих манжет от механических повреждений предусмотрено применение укрытий защитных.

Пересечения с ручьем Безымянный на ПК27+76,11 – ПК28+27,11 и ручьем Шамэсьель на ПК11+44,5 – ПК11+97,5 по трассе нефтесборного коллектора от к.4084 до т.вр. к.4084 в данном проекте предусмотрено надземным способом в защитном футляре Ду700 из труб стальных электросварных прямошовных. Толщина стенки защитного кожуха принята 10 мм. Для прокладки трубопроводов внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых. Для герметизации межтрубного пространства и исключения вероятности попадания транспортируемой нефти в водный объект согласовано применение устройства сальникового уплотнения на концах защитного кожуха.

Благодаря герметичной системе углеводороды не попадут в окружающую среду. Резкое падение давления послужит сигналом о разгерметизации футляра. В качестве выпуска продукта, при необходимости, предусмотрено применение вентиля углового специального (ВУС).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
							21

Устройства сальникового уплотнения, патрубки для установки сигнализаторов уровня, патрубков для установки ВУС, надземный защитный футляр необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой, полиуретановой эмалью и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению. Конструкция надземного защитного кожуха представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г8. Расположение защитного кожуха представлено на чертеже плана 06-04-2НИПИ/2022-1-ПЗУ2.Г3.и на чертеже продольного профиля 06-04-2НИПИ/2022-ППО.Г6.

Настоящим проектом предусмотрен узел пуска СОД на ПК0+63,70 на трассе нефтесборного коллектора от к.4084 до т.вр. к.4084. На узле предусмотрены устройство пуска с ЗРА левое исполнение Ду200, задвижки клиновые с ручным управлением без КОФ Ду200 и Ду100, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см², вентиль угловой специальный (ВУС), сигнализатор прохождения очистного устройства, узел коррозионного мониторинга и электроизолирующая вставка НЭМС. Конструкция узла пуска СОД представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г2.

По трассе нефтесборного коллектора от к.4084 до т.вр. к.4084 настоящим проектом предусмотрены узлы береговых задвижек на ПК10+82,0 и ПК27+10,0. На узлах предусмотрены задвижки клиновые с ручным управлением без КОФ Ду200 и Ду100, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см² и вентиль угловой специальный (ВУС), сигнализатор прохождения очистного устройства и электроизолирующая вставка НЭМС. Конструкция узлов береговых задвижек представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г4.

По трассе нефтесборного коллектора от к.4084 до т.вр. к.4084 настоящим проектом предусмотрены узлы береговых задвижек на ПК13+3,0 и ПК29+56,0. На узлах предусмотрены задвижки клиновые с ручным управлением без КОФ Ду200, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см² и вентиль угловой специальный (ВУС), сигнализатор прохождения очистного устройства и электроизолирующая вставка НЭМС. Конструкция узлов береговых задвижек представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г3.

Настоящим проектом предусмотрен узел приема СОД на ПК39+28,0 на трассе нефтесборного коллектора от к.4084 до т.вр. к.4084. На узле предусмотрены устройство приема с ЗРА левое исполнение Ду200, задвижки клиновые с ручным управлением без КОФ Ду200 и Ду100, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см², вентиль угловой специальный (ВУС), сигнализатор прохождения очистного устройства, узел коррозионного мониторинга и электроизолирующая вставка НЭМС. Конструкция узла пуска СОД представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г5.

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

						06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
							22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

В начале трассы выкидной линии скв.3509 до т.вр.скв.3509 настоящим проектом предусмотрен узел обвязки добывающей скважины. На узле предусмотрены задвижка клиновая с электроприводом без КОФ Ду80, рассчитанная на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см², электроизолирующая вставка НЭМС. Конструкция узла обвязки добывающей скважины представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г9.

По трассе выкидной линии скв.3509 до т.вр.скв.3509 настоящим проектом предусмотрены узлы измерительной установки от скважин 3509, 3542 на ПК1+77,63 и ПК0+10,54. На узле предусмотрены расходомер, задвижки клиновые с ручным управлением без КОФ Ду80, рассчитанные на давление 4,0 МПа, электроизолирующая вставка НЭМС.

Конструкция узла измерительной установки представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г10.

По трассе выкидной линии скв.3509 до т.вр.скв.3509 настоящим проектом предусмотрен узел подключения от скв. 3542 на ПК0+72,77. На узле предусмотрены задвижки клиновые с ручным управлением без КОФ Ду80, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см² и вентиль угловой специальный (ВУС), электроизолирующая вставка НЭМС.

Конструкция узел подключения от скв.3542 представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г11.

По трассе выкидной линии скв.3509 до т.вр.скв.3509 настоящим проектом предусмотрен узел подключения от скв. 3542 на ПК20+37,27. На узле предусмотрены задвижки клиновые с ручным управлением без КОФ Ду80, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см² и вентиль угловой специальный (ВУС), электроизолирующая вставка НЭМС.

Конструкция узел подключения от скв.3542 представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г12.

В начале трассы выкидной линии скв.3578 до т.вр.скв.3578 настоящим проектом предусмотрен узел обвязки добывающей скважины. На узле предусмотрены задвижка клиновая с электроприводом без КОФ Ду80, рассчитанная на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см², электроизолирующая вставка НЭМС. Конструкция узла обвязки добывающей скважины представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г14.

По трассе выкидной линии скв.3578 до т.вр.скв.3578 настоящим проектом предусмотрен узел измерительной установки от скважин 3578 на ПК1+77,63 и ПК0+10,54. На узле предусмотрены расходомер, задвижки клиновые с ручным управлением без КОФ Ду80, рассчитанные на давление 4,0 МПа, электроизолирующая вставка НЭМС. Конструкция узла измерительной установки представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г15.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
							23

По трассе выкидной линии скв.3578 до т.вр.скв.3578 настоящим проектом предусмотрен узел подключения к существующей гребенке на ПК9+98,0. На узле предусмотрены задвижки клиновые с ручным управлением без КОФ Ду80 Ду200 и затвор обратный Ду80, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см², вентиль угловой специальный (ВУС),

Конструкция узла измерительной установки представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г16.

В начале трассы выкидной линии скв.3455 до т.вр.скв.3455 настоящим проектом предусмотрен узел обвязки добывающей скважины 3455. На узле предусмотрены задвижка клиновая с ручным управлением без КОФ Ду80, рассчитанная на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см², электроизолирующая вставка НЭМС. Конструкция узла обвязки добывающей скважины представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г18.

По трассе выкидной линии скв.3455 до т.вр.скв.3455 настоящим проектом предусмотрен узел измерительной установки от скважин 3455 на ПК0+10,54. На узле предусмотрены расходомер, задвижки клиновые с ручным управлением без КОФ Ду80, рассчитанные на давление 4,0 МПа, электроизолирующая вставка НЭМС. Конструкция узла измерительной установки представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г19.

По трассе выкидной линии скв.3455 до т.вр.скв.3455 настоящим проектом предусмотрен узел подключения к существующей гребенке на ПК0+73,94. На узле предусмотрены задвижки клиновые с ручным управлением без КОФ Ду80 и затвор обратный Ду80, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см², вентиль угловой специальный (ВУС), Конструкция узла измерительной установки представлена на чертеже 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г20.

Антикоррозионную защиту надземной части трубопровода выполнить в трассовых условиях. Надземную часть узлов до их теплоизоляции необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой, полиуретановой эмалью и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению. Участки трубопровода подземной прокладки, выходящие из земли, должны иметь выход наружной изоляции над поверхностью земли на расстояние не менее 150 мм. При окраске надземной части трубопровода покрывной слой необходимо наносить на наружную изоляцию с нахлестом до уровня земли.

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.

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

						06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
							24
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Запорную арматуру предусмотрено монтировать на технологические опоры под задвижки.

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).

Радиус опасной зоны при испытании проектируемых трубопроводов составляет 75 м в обе стороны от оси трубопровода. Радиус опасной зоны при испытании в направлении возможного отрыва заглушки от торца составляет 600 м.

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

6.2 Общие сведения

Вся запорная арматура, предусмотренная по трассам проектируемых трубопроводов принята с классом герметичности А по ГОСТ 9544-2015.

Расчетный срок службы проектируемого трубопровода составляет не менее 20 лет.

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;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

– применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок.

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

- от ВЛ 110-220кВ – 10 м до нефтепроводов (согласно ПУЭ Издание седьмое);
- от ВЛ 35кВ и менее – 5м до нефтепроводов (согласно ПУЭ Издание седьмое);
- от внутрипромысловых автомобильных дорог – не менее 10 метров от подошвы насыпи земляного полотна (согласно СП 284.1325800.2016).
- от существующих подземных трубопроводов согласно СП 284.1325800.2016.

Настоящим проектом пересечения со всеми коммуникациями выполнены в соответствии с действующими нормами и правилами: нормативное расстояние при пересечении проектируемыми трубопроводами существующих трубопроводов – не менее 350 мм в свету, угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

6.3 Результат расчёта промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость

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

Для промысловых нефтегазопроводов (за пределами технологических площадок) нормативный документ для расчета СП 284.1325800.2016. Результаты расчета представлены в таблице 5.

Для технологических нефтегазопроводов (в пределах технологических площадок) в программе нормативный документ для расчета ГОСТ 32388-2013. Результаты расчета технологических нефтегазопроводов представлены в таблице 6.

Скорость коррозии промысловых и технологических нефтегазопроводов не более 0,1 мм год. Согласно физико-химических свойств и исследования стойкости трубопровода к СКРН, для изготовления труб принимается сталь стойкая к СКРН и водородному растрескиванию.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
							26

Таблица 5 – Результаты расчета на прочность промышленных нефтегазопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Давление, МПа	Коэффициент условий работы трубопровода, ψ_s	Коэффициент надежности по материалу, γ_m	Коэффициент надежности по назначению трубопровода, γ_n	Коэффициент надежности по нагрузке, γ_f	Коэффициент несущей способности труб, β	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
114	4,0	0,75	1,47	1,00	1,2	1	169	1,59	2,0	3,59	1,59	6,0	44
159								2,22		4,22	2,22	6,0	38
219								2,55		4,55	2,55	6,0	35
273								3,81		5,81	3,81	6,0	22

Таблица 6 – Результаты расчета на прочность технологических нефтегазопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Давление, МПа	Расчетная температура, $^{\circ}\text{C}$	Расчетная толщина стенки, мм	Сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, c_1 , мм	Прибавка на коррозию, c_2 , мм	Толщина стенки по расчету с учётом прибавок, мм	Отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетный срок службы трубопровода, лет
89	4,0	80	1,01	0,9	2,0	4,0	2,0	6,0	40

Назначенный срок службы промышленных нефтегазопроводов составляет 25 лет, что соответствует требованиям задания на проектирование.

Назначенный срок службы технологических нефтегазопроводов составляет 20 лет согласно приложения Д ГОСТ 32388-2013.

6.4 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".

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №										
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т						Лист
												27

Расчёт был произведён по минимальной расчетной нагрузке (исключая массу перекачиваемого продукта). Согласно расчету необходимость в балластирующих устройствах отсутствует.

Результат оценки устойчивости проектируемых трубопроводов при пересечении водных преград представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Результат оценки устойчивости положения (против всплытия) промышленных трубопроводов на переходах через водные преграды

Диаметр трубопровода, мм	Толщина стенки трубопровода, мм	Коэффициент надежности устойчивого положения, γ_a	Суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом, Q_{act} , Н/м	Суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес), Q_{pas} , Н/м	Условие устойчивости положения $Q_{act} < Q_{pas}$
89	6,0	1,05	61,0182	114,777	Удовлетворяет
219	8,0	1,05	369,3465	388,9665	Удовлетворяет

6.5 Решения по защите трубопровода от коррозии

Согласно техническому отчету (06-04-2НИПИ-ИГИ, приложение М) следующие трубопроводы расположены в грунтах со средней и высокой коррозионной активностью:

Нефтеоборный коллектор от к.4084 до т.вр. к.4084;

Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв. 3509 к. №3509;

Выкидная линия скв. 3578 до т.вр. скв. 3578 к. №3623.

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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т					28
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

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 установка электроизолирующих вставок НЭМС.

Для контроля защитного потенциала на трубопроводе 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 трубопроводам 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
			06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах определена в целом по строительству на основе физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин и транспортных средств с учетом принятых организационно-технологических схем строительства и приведена в таблице 8.

Таблица 8 - Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах

Машины и механизмы	Марка	Количество
Корчеватель-собираатель	на тракторе Т-130	1
Трелевочный трактор	ТТ-4М, 95,5 (130) кВт(л.с.)	1
Снегоочиститель	СШР-1 на базе КАМАЗ-43118	1
Поливомоечная машина	КО-713-03	1
Экскаватор	ЕТ-14, ковш 0,65 м ³ ; 77(105) кВт (л.с.)	2
Бульдозер	Т-9.01Я; 103(140) кВт(л.с.)	1
Бульдозер болотной модификации	Б10Б.2121-2В4; 130 кВт	1
Автомобильный кран	КС-64714, г/п 60 т	1
Автомобильный кран	КС-35714-2; г/п. 17 т	1
Трубоукладчик	ТР12.22.01, на базе трактора Т10МБ.0121-5; 132 (180) кВт(л.с.)	6
Бурильно-крановая машина	БМ-811М на базе Урал 4320	1
Сваебойная установка	КО-16 на базе трактора Т-130БГ-1	1
Агрегат сварочный	АДД-2х2502; 2 поста, сварочный ток 500А, двигатель 45,6 кВт	2
Разъемный электрический труборез для безогневой резки труб	ТР-219; 1,4 кВт	1
Сигнализатор горючих газов и паров	СГГ-4М	1
Передвижная электростанция	АД40С-Т400-Р, номинальная мощность 30 кВт	2

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т

Лист
30

Продолжение таблицы 8

Машины и механизмы	Марка	Количество
Автомобиль бортовой	КАМАЗ-43118; г/п.11т, 221(300) кВт(л.с.)	3
Автомобиль самосвал	КАМАЗ-65115; кузов 10,5 м ³ , г/п. 15 т. 207 (282) кВт(л.с.)	4
Седелный тягач	КАМАЗ-65116; 191(260) кВт(л.с.); полуприцеп бортовой НЕФАЗ 93341-0310230-07	1
Тягач для транспортировки техники	Тягач прицепа тяжеловоза МЗКТ-7429; 346(470) кВт(л.с.)	1
Прицеп-тяжеловоз	ЧМЗАП-9990; г/п. 60 т	1
Передвижная компрессорная станция	ЗИФ-ПВ-6/0,7; 6,3 м ³ /мин.	1
Топливозаправщик	АТЗ-10; на базе УРАЛ 4320-1912-40	1
Установка для продавливания	УБПТ-400-Д-70-7	1
Автоцистерна	КАМАЗ-43118 АЦПТ-10; 10 м ³	2
Лаборатория контроля качества трубопроводов	На базе УРАЛ 4320-40	1
Наполнительно-опрессовочный агрегат	АНО 161; давление 130 кгс/см ²	1
Агрегат насосный высокого давления	Насосный агрегат NP25/24-400/22 кВт	1
Компрессорная установка	СД-9-101М; шасси КАМАЗ-43118	1
Авторемонтная мастерская	МТО-АТ-М1 на базе УРАЛ 4320-10	1
Вахтовая автомашина	ГАЗ-3308, вместимость 20 чел.	1
Примечание - Наименование и количество основных строительных машин, механизмов и транспортных средств уточняется при разработке проектов производства работ в соответствии с номенклатурой имеющейся техники подрядной и субподрядных организаций.		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-ТРЗ.Т

Лист
31

8 Перечень мероприятий энергосбережению

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

Для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрено применение матов минераловатных для Ду200 и цилиндров из минеральной ваты для Ду100, Ду80. В качестве покровного слоя предусмотрено использование тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,7 мм.

Для теплоизоляции запорной арматуры по трассе проектируемого трубопровода предусмотрено применение быстросъемных термочехлов на основе минеральной ваты.

Теплоизоляция надземных участков трубопровода предусмотрена в трассовых условиях.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т

Лист
33

10 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 КЦДНГ-4 ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз".

10.1 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

06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г1, Г2, Г3, Г4.

Объектами автоматизации и телемеханизации являются:

- добывающие скважины №№3509, 3542, 3578, 3455 (всего 4 шт.);
- переход через руч. Шомэсьель;
- переход через руч. без названия;
- дренажная емкость V=5м³ (2 шт.);
- МДС;
- КТП.

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

Добывающая скважина №3578

Добыча нефти на скважине осуществляться механизированным способом с помощью погружных электроцентробежных насосов типа УЭЦН с установкой устьевого арматуры.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
							06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	34
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе;
- дистанционный контроль давления в буфере и затрубе;
- контроль состояния насоса;
- контроль значения тока двигателя и сигнализация недогрузки и перегрузки по току;
- деблокировка аварии;
- работа по заданной программе;
- сигнализация давления на приеме насоса, температуры двигателя, сопротивление изоляции кабеля и электродвигателя;
- дистанционный контроль расхода;
- 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.).

Добывающие скважины №№3509, 3542, 3455:

- дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе;
- дистанционный контроль давления в буфере и затрубе;
- дистанционный контроль расхода;
- 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.).

КТП:

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

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

Переход через руч. Шомэсьель:

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								35
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТРЗ.Т		

- дистанционный контроль давления в проектируемом защитном кожухе;
- дистанционная сигнализация уровня в проектируемом защитном кожухе.

Переход через руч. без названия:

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления в проектируемом защитном кожухе;
- дистанционная сигнализация уровня в проектируемом защитном кожухе.
- МДС
- работа МДС в автоматическом режиме;
- защита и контроль параметров работы МДС (положение скребка, провис, напряжение питающей сети выше (ниже) уставки, обрыв фазы, перегрузка по максимальному току фазы, перегруз мощности на валу, не проход препятствия вверх, не проход препятствия вниз, обрыв проволоки, неисправность контроллера);
- отключение МДС при останове ЭЦН;
- выбор значений уставок: режим запуска от ЭЦН, время до пуска после включения ЭЦН, время опускания скребка, глубина отстоя скребка от верха скважины, период чистки, число попыток поиска верха скважины, число попыток прохода препятствий вверх, число попыток прохода препятствия вниз, время до автоматического пуска.

Дренажная емкость

- местный контроль уровня.

10.2 Телемеханизация

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется системой телемеханики на базе программируемых логических контроллеров. Система производит съем информации с цифровых, аналоговых, частотных датчиков, передает информацию на сервер системы, передает на объекты команды контроля и управления, организует локальное управление оборудованием на объектах, формирует отчеты. В состав системы, кроме контроллеров, входит программное обеспечение, реализующее получение, передачу, обработку и отображение информации.

Структурная схема КТС АСУ ТП представлена в графической части раздела 06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г5.

Система АСУ ТП построена по трехуровневому иерархическому принципу:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
								36
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

– средний уровень – шкаф телемеханики (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 4-20 мА, «сухой» контакт, частотно-импульсный;

– запорно-регулирующая арматура (ЗРА).

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

ЗРА позволяет управлять технологическим процессом.

Для сбора первичной информации от датчиков, а также для формирования управляющих воздействий на исполнительные механизмы объекта скважин использована СУ ТМ на базе программируемого логического контроллера и модулей ввода/вывода в составе шкафа телемеханики установленного в пункте контроля и управления (ПКУ) на площадке КТП кустовой площадки.

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТРЗ.Т	Лист
							37

Шкаф телемеханики представляет из себя электротехнический металлический шкаф со степенью защиты IP65, в котором установлен ПЛК с набором унифицированных модулей сопряжения с датчиками и приборами.

Шкаф телемеханики состоит из:

1) ПЛК:

- ЦПУ ;
- модули дискретного ввода;
- модуль дискретного вывода;
- модули аналогового ввода;
- блок питания 24 В.

2) Дополнительное оборудование:

- барьеры искрозащиты;
- источник бесперебойного питания 1500 VA с АКБ;
- автоматические выключатели, промежуточные реле, лампы, переключатели, кнопки;
- источник питания полевого оборудования 24 В.

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, основную и резервную рабочую станцию диспетчера, рабочую станцию инженера.

На верхнем уровне система управления выполняет следующие функции:

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
							38

- формирование регламентных отчетных документов;
- интерфейс с другими информационными системами.

Верхний уровень представлен серверным шкафом и АРМом оператора.

Организация обмена информации между СУ ТМ площадок скважин и диспетчерским пунктом предусматривается разделом 5, подразделом 5 «Сети связи» (06-04-2НИПИ/2022-1-ИОС5).

Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Объем информации, передаваемой с площадки скважин в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
СКВАЖИНА №3578			
Дебит скважины по жидкости (м ³ /сут)	x	-	-
Давление линейное	x	x	-
Давление буфер	x	x	-
Давление затруб	x	x	-
Состояние ПЭД (включен, отключен, авария)	x	x	x
Напряжение по фазам А, В, С	x	x	-
Ток фаз А, В, С ПЭД	x	x	-
Сопротивление изоляции	x	x	-
Загрузка ПЭД	x	x	-
Частота выходная	x	-	-
Давление на входе ПЭД	x	x	-
Температура жидкости на входе ПЭД	x	x	-
Температура ПЭД	x	x	-
Вибрация по осям ПЭД	x	x	-
Частота турбинного вращения	x	-	-
Причина последнего отключения	x	-	-
Дата и время последнего отключения	x	-	-
Наработка с момента последнего запуска	x	-	-
Установка защиты от недогрузки (ЗСП)	x	-	x

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Установка защиты от перегрузки (ЗП)	х	-	х
Аварийный останов	-	-	х
СКВАЖИНЫ №№3509, 3542, 3455			
Дебит скважины по жидкости (м ³ /сут)	х	-	-
Давление линейное	х	х	-
Давление буфер	х	х	-
Давление затруб	х	х	-
КТП			
Напряжение по фазе А, В, С	х	-	-
Ток фазы А, В, С	х	-	-
Расход эл. энергии	х	-	-
Несанкционированный доступ	-	х	-
Пожарная сигнализация			
МДС			
Напряжение фаз А, В, С	х	х	-
Ток фаз А, В, С	х	х	-
Коэффициент мощности	х	-	-
Мощность активная	х	х	-
Время до изменения режима или глубина положения скребка от верха скважины	х	-	-
Время опускания	х	-	-
Глубина отстоя скребка от верха скважины	х	-	-
Период очистки	х	-	-
Число попыток прохода препятствия вверх	х	-	-
Число попыток прохода препятствия вниз	х	-	-
Время до автоматического пуска	х	-	-
Порог препятствия вверх от тока номинального	х	-	-
Останов при провисе	х	-	-

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т

Лист

40

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Переход через руч. Шомэсьель			
Давление в проектируемом кожухе	x	-	-
Уровень в проектируемом кожухе	-	x	-
Переход через руч. без названия			
Давление в проектируемом кожухе	x	-	-
Уровень в проектируемом кожухе	-	x	-
ПРОЧИЕ			
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть/закрыть; открыта/закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x

ТИ – телеизмерение, ТС – телесигнализация, ТУ – телеуправление.

10.3 Технические средства автоматизации

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

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

- для дистанционного измерения давления – датчик избыточного давления АИР-10Н (0Ex ia IIA T3 Ga X, IP67) производства ООО НПП «Элемер», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

- для беспроводной передачи данных от сигнализатора уровня и электроконтактного манометра одноканальный автономный измеритель-коммутатор аналоговых (токовых и резистивных) сигналов производства ООО «РОССМА» Россия, или аналог;

- для сигнализации уровня датчик уровня ПМП-052 (0Ex ia IIB T4 GaX, IP66) производство ЗАО НПО «Сенсор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

- электроконтактный манометр ЭКМ-160-Ex (0Ex ia IIB T6 Ga) производство ООО НПО «ЮМАС», г. Москва или аналог согласно опросному листу рабочей документации.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
							41

– для измерения массы нефти счетчик количества жидкости СКЖ (IEхdПВТ4, IP67) производство ООО НПО «НТЭС», Россия или аналог согласно опросному листу рабочей документации.

– для местного измерения уровня УПВ (IIGa/Gb с Т6, IP65) производство ООО «КСР-2», Россия или аналог согласно опросному листу рабочей документации.

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 Nх2хS (или аналогичный) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий, прокладываемых вне взрывоопасных зон, предусматривается кабель КВВГЭнг(А)-LS-ХЛ/МКЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nх2хS (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 мм². При

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

						06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
							42
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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 водогазопроводных трубах или в стальных коробах. Бронированные кабели применяются в резиновой, поливинилхлоридной и металлической оболочках, не распространяющих горение. При этом стальные трубы электропроводки, короба 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. №					Лист	
								43
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т								

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

Проектируемый объект не относится к объектам транспортной инфраструктуры, в связи с чем разработка мероприятий по обеспечению транспортной безопасности не требуется.

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

06-04-2НИПИ/2022-1-ТРЗ.Т

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

Проявление современных экзогенных процессов в значительной степени обусловлено геоморфологическими и климатическими особенностями, геологическим строением района.

Среди инженерно-геологических процессов и явлений, негативно влияющих на инженерно-геологическую обстановку на участке строительства при инженерно-геологических работах выявлены процессы заболачивания, подтопления и пучения грунтов в зоне сезонного промерзания.

Причинами заболачивания являются: зона избыточного увлажнения, затрудненный поверхностный сток, равнинный рельеф, близкое залегание подземных вод.

Болота низинного типа, мохово-травяные, сложены торфами толщиной 0,10-1,50 м (по данным бурения и архивным материалам).

Тип болот по характеру передвижения строительной техники – II (болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и б передвижение строительной техники только по щитам, сланям или дорогам, обеспечивающим снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,01 МПа).

При проектировании и строительстве на болотах с участками развития торфа рекомендуется устройство дренажа, уплотнение основания временной или постоянной нагрузкой с устройством дренажа; на участках развития торфа с толщиной более 2,0 м рекомендуются свайные фундаменты, либо устройство фундаментов (столбчатых, ленточных и т. п.) на песчаной, гравийной, щебеночной подушке. Так же одним из основных процессов, осложняющих инженерно-геологические условия площадок, является подтопление.

Под подтоплением понимается процесс подъема уровня грунтовых вод выше некоторого критического положения, а также формирования верховодки и (или) техногенного водоносного горизонта, приводящий к ухудшению инженерно-геологических условий территории строительства, агро-мелиоративной и экологической обстановки.

Подтопление обусловлено превышением приходных статей водного баланса над расходными, под влиянием комплекса природных и техногенных факторов.

Учитывая гидрогеологические особенности участка работ по глубине залегания подземных вод территория строительства относится к естественно подтопленной (уровень подземных вод менее 3 метров).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т							45
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

При проектировании и строительстве на подтопленных участках рекомендуется провести следующие мероприятия: организация поверхностного стока, создание надежной системы водоотведения, общее водопонижение, методы борьбы с утечками и т. д.

В пределах участка работ грунты могут проявлять пучинистые свойства.

Нормативная глубина сезонного промерзания по составляет для песков пылеватых – 2,45 м, для суглинков – 2,02 м.

Грунты ИГЭ №№1,2,3,4,5 попадают в зону сезонного промерзания. Грунты ИГЭ №№1,3 в пределах слоя сезонного промерзания, по степени пучинистости относятся к непучинистым ($D < 1$), ИГЭ №5 – к слабопучинистым ($0,01 \leq \epsilon_{fh} < 0,035$), ИГЭ №№2,4 – к сильнопучинистым ($\epsilon_{fh} > 0,070$). Оценка степени пучинистости органических грунтов определялась лабораторным путем. Показатели относительной деформации морозного пучения составили от 0,071 до 0,093 ϵ_{fh} . Торф (ИГЭ №2) характеризуется как сильнопучинистый, среднее значение $\epsilon_{fh} = 0,81$.

Степень морозной пучинистости грунтов выделенных ИГЭ на участках проектируемых трасс:

- ИГЭ 1 непучинистый;
- ИГЭ 2 сильнопучинистый;
- ИГЭ 3 непучинистый;
- ИГЭ 4 сильнопучинистый;
- ИГЭ 5 слабопучинистый.

Морозное пучение грунтов следует рассматривать как опасный процесс. Напряжения, возникающие в грунтах при пучении, способны вызвать деформации сооружений. Непосредственно на инженерные сооружения процесс морозного пучения воздействует через касательные и нормальные силы пучения. При последующем оттаивании пучинистого грунта происходит его осадка. Противопучинные мероприятия для зданий и сооружений назначают, если устойчивость сооружения, рассчитанная на действие сил морозного пучения, не обеспечивается нагрузкой от сооружения и силами заанкеривания фундамента в грунтах.

Противопучинные мероприятия должны быть направлены на снижение касательных сил пучения и разработку конструктивных особенностей сооружений позволяющих удерживать их от выпучивания. При проектировании необходимо предусмотреть противопучинные мероприятия: инженерно-мелиоративные (тепломелиорация и гидромелиорация); конструктивные; физико-химические (гидрофобизация грунтов, добавки полимеров, засоление и др.); комбинированные.

Мероприятиями, направленными на нейтрализацию и недопущение процессов пучения, являются:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
							46

– выполнение землеройных работ в теплое время года с целью исключения замачивания и дальнейшего промораживания грунтов естественного основания;

– подготовка грунтов естественного основания фундаментов путем отсыпки песчано-гравийной смеси с послойным уплотнением толщиной не менее 0,5 м;

– производство работ по сведению древостоя и корчевке только в холодное время года.

В соответствии с картами А, В, С общего сейсмического районирования рассматриваемый участок характеризуется сейсмичностью менее 6 баллов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-ТРЗ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.			
Кол.уч.			
Лист			
№			
Подп.			
Дата			

Приложение А (обязательное)

Физико-химические свойства

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Верхне-Возейского месторождения

Параметры	Единицы измерения	Макариинская свита (S ₁ mkr)						Сандивейская свита (S ₁ sn)						Веякская свита (S ₁ vk)					
		IA блок	IB блок	IC блок	II блок		IA блок	IB блок	IC блок	II блок		III-IV блок	IB блок	II блок	III-IV блок	Район скв.216	Район скв.217	Район скв.218	Централь-новозейский блок
					район скв.2872	район скв.205-2910				район скв.206	основная								
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка)	м	3401 (-3223)	3517 (-3341)	3609 (-3350)	3759 (-3489)	3554 (-3339)	3313 (-3210)	3516 (-3203)	3602 (-3327)	3688 (-3410)	3668 (-3417)	3610 (-3357)	3498 (-3483)	3601 (-3355)	3694 (-3428)	3578 (-3475)	3585 (-3490)	3590 (-3500)	3491 (-3270)
Абсолютная отметка ВНК	м	-	-	-	-	-	-	-3483	-3483	-3555	-	-3483	-3483	-3555	-3483	-3517	-3517	-3395	
Абсолютная отметка ГНК	м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Абсолютная отметка ГВК	м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Тип залежи		неполнопластовая, тектон. экранированная и нарушенная и литол. огран.	неполнопластовая, тектон. экран. и литол. огран.	неполнопластовая, тектон. экран. и литол. огран.	неполнопластовая, тектоническая экранированная и нарушенная, литологически ограниченная	неполнопластовая, тектон. экран. и литол. огран.	пластовая, тектон. и стратиграф. экран., нарушенная, литол. огран.	пластовая, тектон. и стратиграф. экран., нарушенная, литол. огран.	пластовая, тектон. и стратиграф. экран., нарушенная, литол. огран.	неполнопластовая, тектон. экран. и литол. огран.	пластовая сводовая, тектон. и литол. огран.	пластовая сводовая, тектон. и стратиграф. экран., тектон. наруш.	пластовая сводовая, тектон. и стратиграф. экран., тектон. наруш.	пластовая сводовая, тектон. и стратиграф. экран., тектон. наруш.	массивная	пластовая сводовая	пластовая сводовая, тектон. экран.	пластовая сводовая, тектон. экран. и наруш.	
Тип коллектора		карбонатный (вторичные доломиты), поровый (с пониженными значениями трещин)																	
Площадь нефтегазоносности	тыс. км ²	9703	5188	11573	484	1651	3246	14333	11420	16769	822	15593	14751	35461	37972	3058,0	4607	5522	5538
Средняя общая толщина	м	47,4	38,4	59,09	50	59,74	32,1	57,78	33,06	45,48	74,6	53,62	52,69	76,64	53,77	63	26,3	16,4	82,8
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	22,5	13,1	16,8	8,8	14,4	6,7	21,5	11,6	13,6	5,8	12,35	20,94	18,55	13,47	6,4	11,3	8,6	31,8
Средняя эффективная водоносная толщина, м	м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,1	15,6	9,15	9,2	-	-	-	10,3
Коэффициент пористости	доли ед.	0,090	0,090	0,090	0,070	0,090	0,090	0,090	0,100	0,080	0,090	0,110	0,090	0,100	0,100	0,100	0,080	0,120	0,100
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,740	0,730	0,640	0,640	0,700	0,730	0,730	0,700	0,680	0,680	0,680	0,700	0,680	0,680	0,600	0,530	0,600	0,700
Коэффициент нефтенасыщенности пласта ЧНЗ	доли ед.	0,74	0,73	0,73	0,64	0,7	0,75	0,73	0,70-0,71	0,650-0,70	0,65-0,66	0,62-0,71	0,54-0,70	0,67-0,68	0,57	0,53-0,62	0,71-0,72		
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	-	-	-	-	-	0,66	0,68	0,600-0,630	0,61-0,62	0,58-0,62	0,63-0,65	0,60-0,62	-	0,53	0,55-0,60	0,69-0,71		
Проницаемость, (по ГИС)	10 ⁻³ мкм ²	6,1	5,7	5,7	3,3	3,2	5,6	6,8	5,4	5,7	4,2	5,0	7,6	5,7	6,0	9,8	6,1	8,3	7,2
Проницаемость, (по керну)	10 ⁻³ мкм ²	46,1 (14,8)	46,1 (14,8)	(9,3)	14,0 (9,6)	9,8 (5,6)	0,2	0,45	0,5	0,3	0,08	0,38	0,53	0,37	0,34	0,23	0,43	0,52	0,42
Коэффициент гранулярности	доли ед.	0,48	0,45	0,27	0,18	0,4	0,2	0,45	0,5	0,3	0,08	0,38	0,53	0,37	0,34	0,23	0,43	0,52	0,42
Расчиленность	доли ед.	11,7	8,1	12,1	7,0	12,4	8,0	11,8	8,7	9,4	7,0	9,17	10,1	11,8	8,7	4	6	4	19,1
Начальная пластовая температура	°C	89,0	91,0	97,0	96,0	96,0	91,0	92,0	97,0	96,0	96,0	95,0	94,5	96,3	93,0	93,0**	93,0**	96,0	89,0
Начальное пластовое давление	МПа	35,9	35,1	38,5	39,0	39,0	36,3	37,7	38,5	39,0	39,0	38,3	38,5	36,4	38,0	38,0**	38,0**	38,9	37,7
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	0,706	0,773	0,876	0,61***	0,61	0,707*	0,71	0,64	0,61***	0,61***	0,8	0,8	0,59	0,639*	0,639**	0,639**	0,68	1,23
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м ³	0,6554	0,6577	0,6701	0,658***	0,658	0,656*	0,684	0,678	0,658***	0,658***	0,709	0,687	0,654	0,6709**	0,6709**	0,6709**	0,687	0,627
Плотность нефти в стандартных условиях	т/м ³	0,824	0,822	0,827	0,823***	0,823	0,824*	0,822	0,82	0,823***	0,823***	0,825	0,831	0,822	0,84	0,84**	0,84**	0,837	0,824
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,530	1,527	1,451	1,534***	1,534	1,528*	1,425	1,425	1,534***	1,534***	1,341	1,417	1,532	1,495*	1,495**	1,495**	1,461	1,644
Содержание серы в нефти	%	0,23	0,18	0,22	0,19***	0,19	0,23*	0,15	0,16	0,19***	0,19***	0,16	0,15	0,22	н.о.	0	0	0,39	0,44
Содержание парафина в нефти	%	6,16	10,1	6,5	7,02***	7,02	6,16*	7,03	7,35	7,02***	7,02***	8	6,6	6,57	н.о.	0	0	5,5	5,35
Давление насыщения нефти газом	МПа	22,7	22,8	17,8	25,8***	25,8	22,7*	19,1	18,1	25,8***	25,8***	16,6	17,6	21,4	17,81	17,8**	17,8**	20	27,5
Газосодержание	м ³ /т	207,4	212,8	160	237,1***	237,1	207,4*	172,7	166,7	237,1***	237,1***	135,4	155,5	202,1	176,8	176,8**	176,8**	178,2	260,8
Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (С _г)	%	0,95	1,10	0,03	1,87*	1,87	0,95*	0,94	0,07	1,87*	1,87*	-	-	3,08	-	-	-	0,05	1,18(ОР)
Содержание сероводорода	%	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,410
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Плотность воды в стандартных условиях	т/м ³	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	1,077	1,0746	н.д.	1,0867	н.д.	1,0738	н.д.	н.д.	1,083	н.д.	н.д.	1,087
Плотность воды в пластовых условиях	т/м ³	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	1,060
Сжимаемость	1/МПа × 10 ⁻⁶	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
нефти		18,14	12,50	12,80	16,6***	16,60	18,1*	16,40	н.о.	16,6***	16,6***	н.о.	15,90	17,07	18,00	18**	18**	15,60	30,00
воды		3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46
породы		16,9	16,9	16,5	20	17	18,9	1,74	16,3	1,87	1,87	17,4	15,2	17,3	16,4	15,2	19	15	15,8
Коэффициент вытеснения	доли ед.	0,570																	
Коэффициент продуктивности	м ³ /сут*мПа	57,3	57,3	4,1	21,6	4,1	2,5	3,0	1,8	24,0	н.д.	5,6	1,3	0,8	2,3	н.д.	н.д.	н.д.	8,1

Плотность газа-1,097кг/м³

06-04-2НИПИ/2022-ИКР1.Т

Библиография

116-ФЗ от 21.07.1997	О промышленной безопасности опасных производственных объектов (с изменениями на 29 декабря 2022года)
184-ФЗ от 27.12.2002	О техническом регулировании (с изменениями на 23 декабря 2021года)
384-ФЗ от 30.12.2009	Технический регламент о безопасности зданий и сооружений (с изменениями на 2 июля 2013года)
123-ФЗ от 22.07.2008	Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 1 марта 2023года)
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»
Постановление №87 от 16.02.2008	Постановление о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (с изменениями на 1 сентября 2023года)
ГОСТ Р 51164-98	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии
ГОСТ Р 21.101-2020	Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации
ГОСТ Р 55990-2014	Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
ГОСТ 2.105-2019	Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Общие требования к текстовым документам (Издание с Изменением N 1)
ГОСТ 7512-82	Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод (с Изменением N 1)
ГОСТ 23740-2016	Грунты. Методы определения содержания органических веществ (с Поправкой)
ГОСТ 25100-2020	Грунты. Классификация (с Поправкой)
ГОСТ 9.602-2016	Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии (с Поправкой)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-ТРЗ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

ГОСТ 27751-2014	Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения (с Изменением N 1)
ГОСТ 15150-69	Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5)
ГОСТ 12.4.009-83	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание (с Изменением N 1)
ГОСТ 23118-2019	Конструкции стальные строительные. Общие технические условия (с Поправкой)
ГОСТ 2.106-2019	Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Текстовые документы (с Изменением N 1)
ГОСТ 2.301-68	Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Форматы (с Изменениями N 1, 2, 3)
ГОСТ 10434-82	Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования (с Изменениями N 1, 2, 3)
ГОСТ 32569-2013	Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах (с Поправками)
СП 11-105-97	Инженерно-геологические изыскания для строительства
СП 50-102-2003	Проектирование и устройство свайных фундаментов
СП 53-101-98	Изготовление и контроль качества стальных строительных конструкций
СП 14.13330.2018	Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*(с Изменениями N 2, 3)
СП 16.13330.2017	Стальные конструкции. Актуализированная версия СНиП II-23-81* (с Поправками, с Изменениями N 1-5)
СП 20.13330.2016	Нагрузки и воздействия. Актуализированная версия СНиП 2.01.07-85* (с Изменением N 1, 2, 3, 4)
СП 24.13330.2021	СНиП 2.02.03-85 Свайные фундаменты
СП 28.13330.2017	Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85 (с

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т	Лист
								50
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

	Изменениями N 1, 2, 3)
СП 45.13330.2017	Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87 (с Изменениями N 1, 2, 3)
СП 36.13330.2012	Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85 (с Изменениями N 1, 2, 3, 4)
СП 50.13330.2012	Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003 (с Изменениями N 1,2)
СП 131.13330.2020	Строительная климатология. СНиП 23-01-99 (с Изменением N 1, 2)
СП 284.1325800.2016	Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ (с Изменением N 1)
СНиП 12-03-2001	Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования
СНиП 12-04-2002	Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство
ВСН 005-88	Строительство промышленных стальных трубопроводов. Технология и организация
ВСН 009-88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты
ВСН 011-88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание
ВСН 015-89	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Линии связи и электропередачи
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
СТО Газпром 2-2.2-136-2007	Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть 1 (с Изменением N 1)
РД 34.21.122-87	Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений
СО 153-34.21.122-2003	Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций
Приказ №534 от 15.12.2020	Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

СП 423.1325800.2018	нефтяной и газовой промышленности» (с Изменениями 31 января 2023года) Электроустановки низковольтные зданий и сооружений. Правила проектирования во взрывоопасных зонах (с Изменением N 1)
СП 77.13330.2016	Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85
СП 76.13330.2016	Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85
СП 18.13330.2019	Производственные объекты Планировочная организация земельного участка. (Генеральные планы промышленных предприятий) СНиП II-89-80* (с Изменениями N 1, 2)
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)
06-04-2НИПИ/2022-ИГДИ1	Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий
06-04-2НИПИ/2022-ИГИ	Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий
06-04-2НИПИ/2022-ИГМИ	Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий
06-04-2НИПИ/2022-ИЭИ	Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Ведомость документов графической части

Обозначение	Наименование	Примечание
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г1	Принципиальная технологическая схема и схема автоматизации. Выкидные нефтепроводы	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г2	Нефтедоборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084. Узел пуска СОД. План. Разрезы 1-1, 2-2	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г3	Нефтедоборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084. Узел береговой задвижки. План. Разрез 1-1.	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г4	Нефтедоборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084. Узел береговой задвижки ПК10+82, ПК27+10. План. Разрез 1-1.	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г5	Нефтедоборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084. Узел приема СОД. План. Разрезы 1-1, 2-2	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г6	Нефтедоборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084. Дренажная емкость V=5 м ³ . План. Разрезы 1-1, 2-2	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г7	Нефтедоборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084. Конструкция подземного защитного кожуха Ду500. Общий вид. Разрез 1-1	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г8	Нефтедоборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084. Конструкция надземного защитного кожуха Ду700. Общий вид. Разрезы 1-1, 2-2	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г9	Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв. 3509 куста №3509. Узел обвязки добывающих скважин 3509, 3542. План. Разрез 1-1	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г10	Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв. 3509 куста №3509. Узел измерительной установки от скважин 3509, 3542. План. Разрез 1-1	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г11	Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв. 3509 куста №3509. Узел подключения от скв. 3542. План. Разрез 1-1	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г12	Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв. 3509 куста №3509. Узел подключения к т.вр. скв. 3059. План. Разрезы 1-1, 2-2	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г13	Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв. 3509 куста №3509. Конструкция подземного защитного кожуха Ду300. Общий вид. Разрез 1-1	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г14	Выкидная линия скв. 3578 до т.вр. скв. 3578 куста №3623. Узел обвязки добывающей скважины 3578. План. Разрез 1-1	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г15	Выкидная линия скв. 3578 до т.вр. скв. 3578 куста №3623. Узел измерительной установки от скважины 3578. План. Разрез 1-1	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г16	Выкидная линия скв. 3578 до т.вр. скв. 3578 куста №3623. Узел подключения к т.вр. скв. 3578. План. Разрезы 1-1, 2-2	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г17	Выкидная линия скв. 3578 до т.вр. скв. 3578 куста №3623. Конструкция подземного защитного кожуха Ду300. Общий вид. Разрез 1-1	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г18	Выкидная линия скв. 3455 до т.вр. скв. 3455 куста №3340. Узел обвязки добывающей скважины 3455. План. Разрез 1-1	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г19	Выкидная линия скв. 3455 до т.вр. скв. 3455 куста №3340. Узел подключения к измерительной установке от скв.3455. План. Разрезы 1-1, 2-2	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г20	Выкидная линия скв. 3455 до т.вр. скв. 3455 куста №3340. Узел подключения существующей к гребенке. План. Разрезы 1-1, 2-2	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г21	Выкидная линия скв. 3455 до т.вр. скв. 3455 куста №3340. Дренажная емкость V=5 м ³ . План. Разрезы 1-1, 2-2	1 Лист

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл

06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г

"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения.
2 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кусова			10.23	П	1	2
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23	Ведомость документов графической части		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Ведомость документов графической части

Обозначение	Наименование	Примечание
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г22	Опора под клиновую задвижку. Общий вид. Разрез 1-1	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г23	Опознавательный знак. Общий вид	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г24	Схема структурная КТС АСУТП	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г25	План расположения приборов и средств автоматизации. Лист 1	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г26	План расположения приборов и средств автоматизации. Лист 2	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г27	План расположения приборов и средств автоматизации. Лист 3	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г28	План расположения приборов и средств автоматизации. Лист 4	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г29	Нефтедоборный коллектор от к.4084 до т.вр. к.4084. Схема расположения средств ЭХЗ	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г30	Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв. 3509 куста №3509. Схема расположения средств ЭХЗ	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г31	Выкидная линия скв. 3578 до т.вр. скв. 3578 куста №3623. Схема расположения средств ЭХЗ	1 Лист
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г32	Узел присоединения выводов ЭХЗ к трубопроводу	1 Лист

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл

06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г

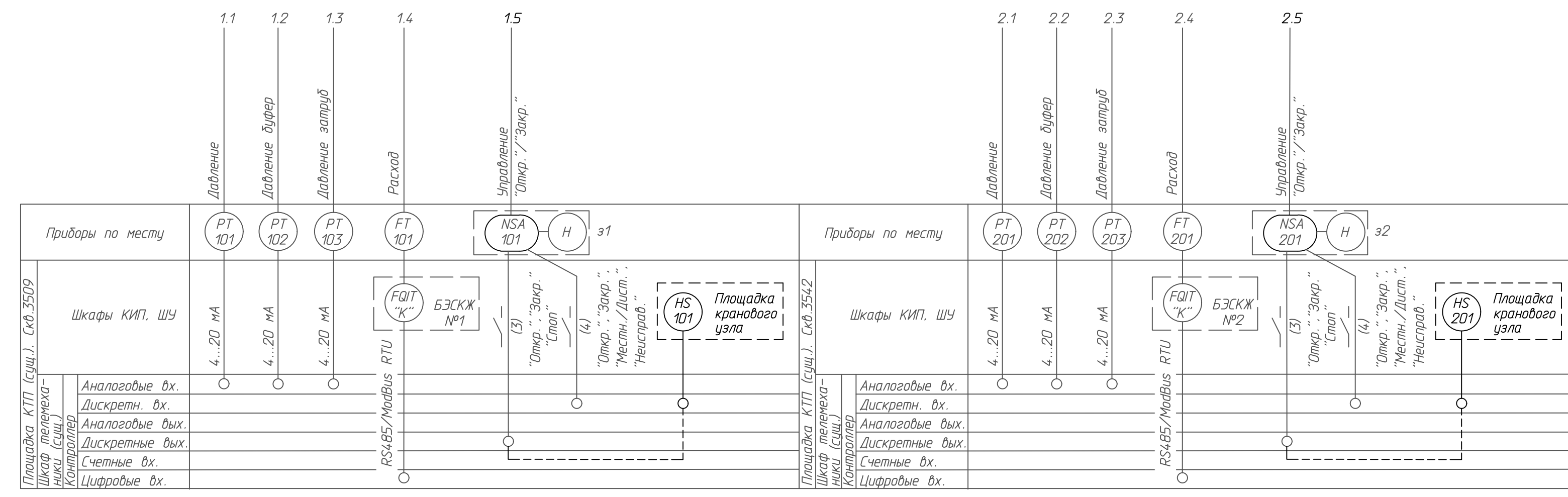
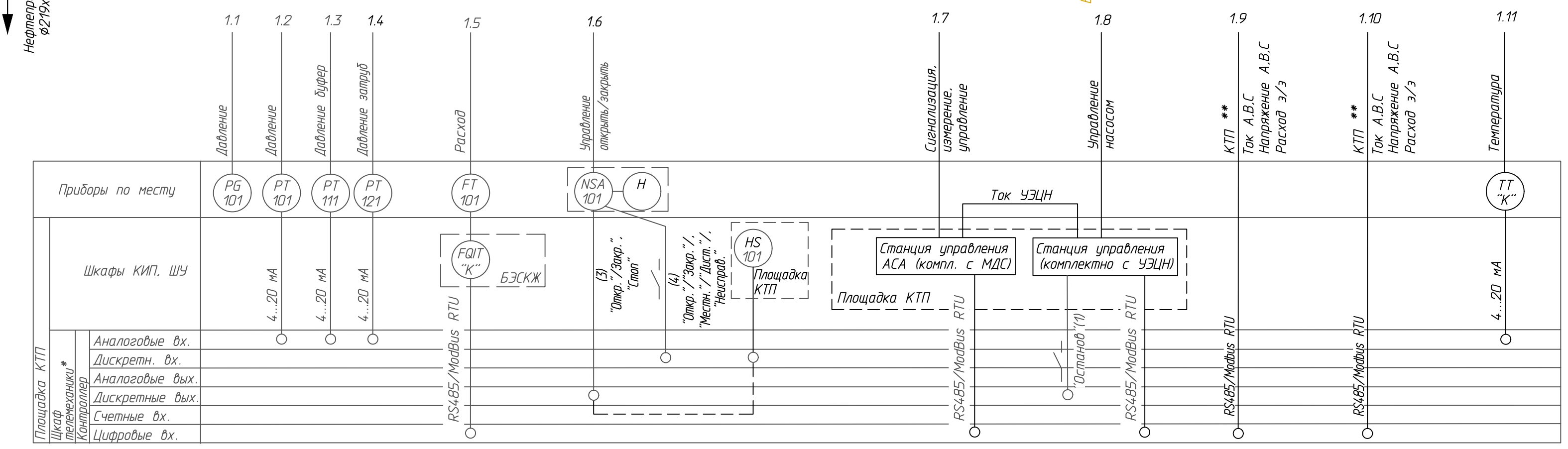
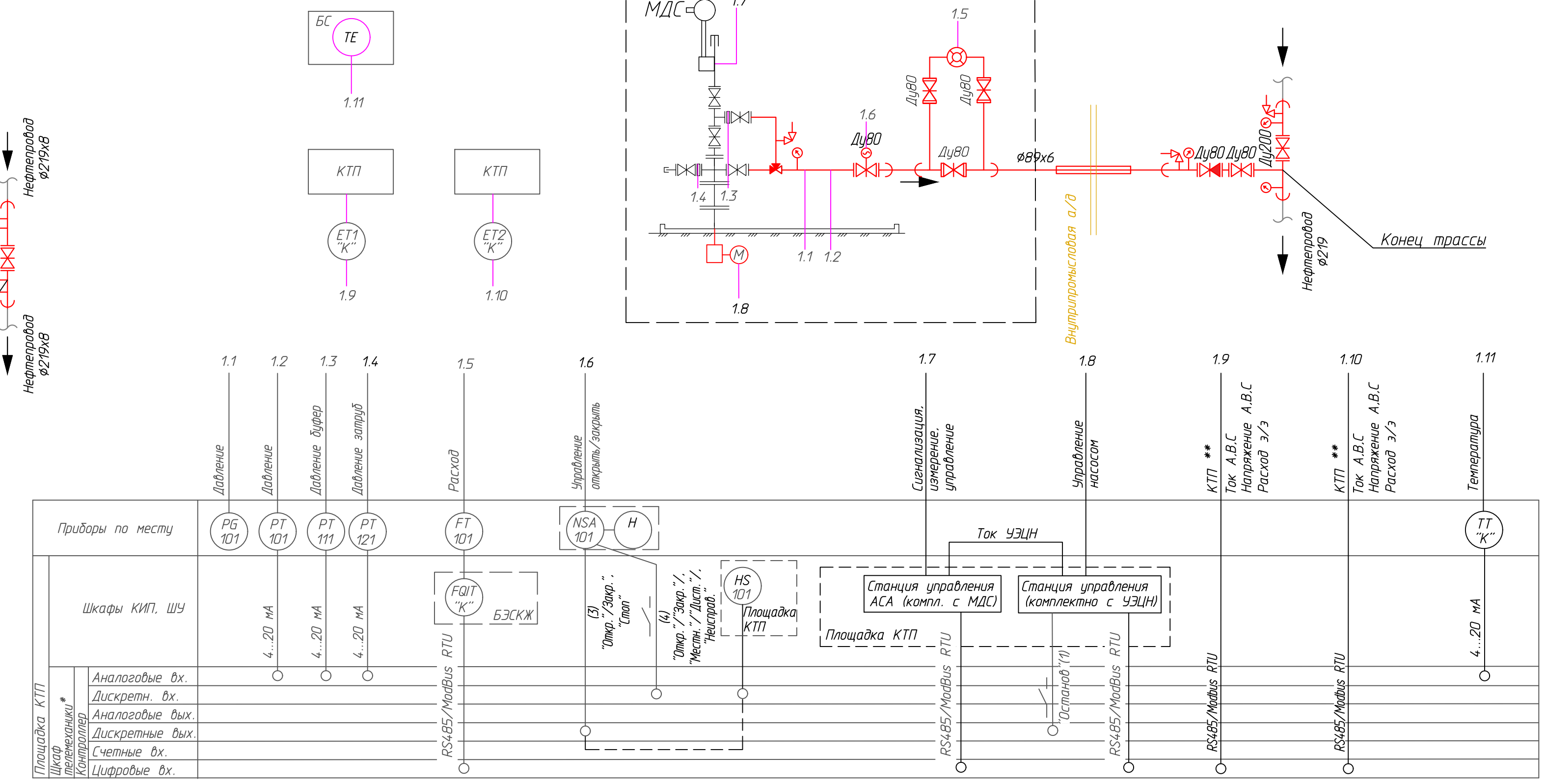
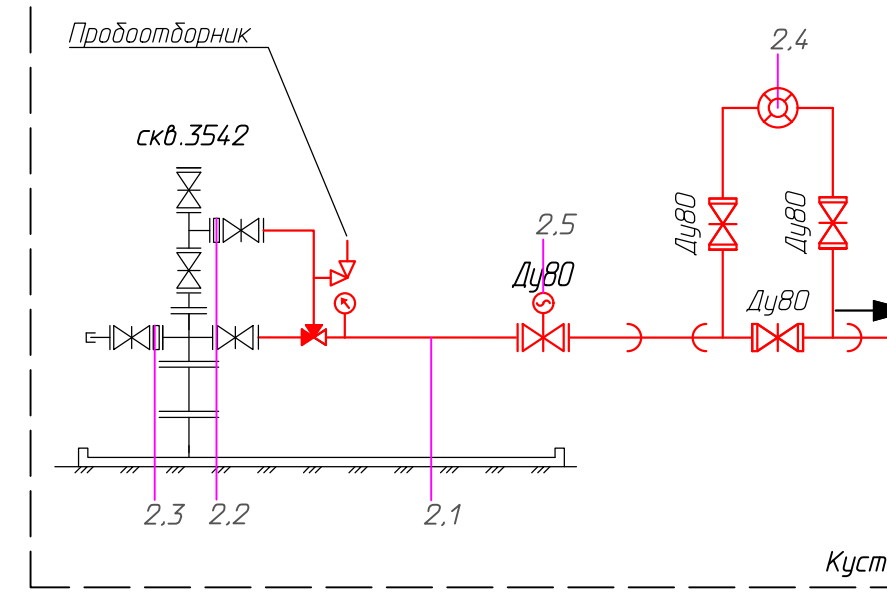
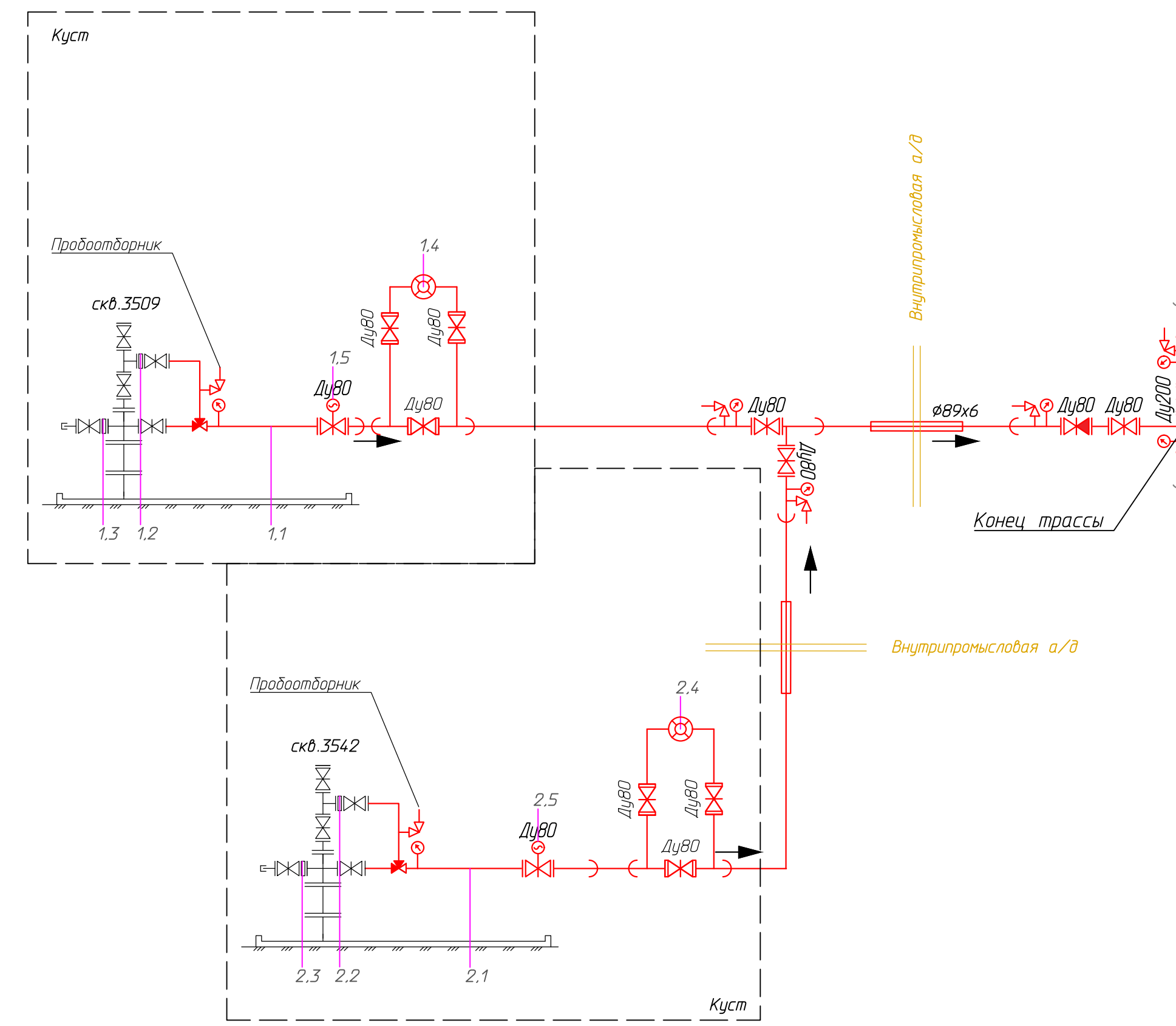
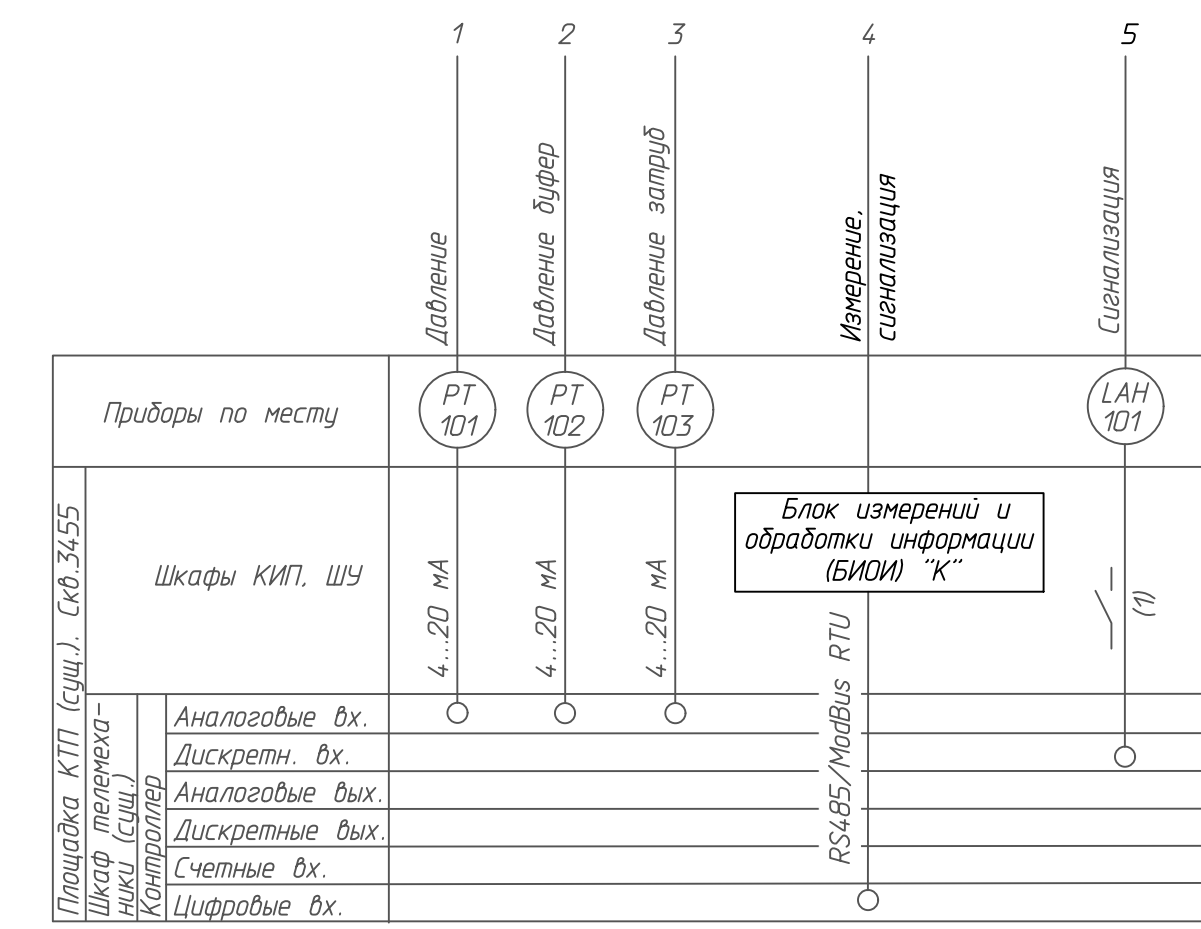
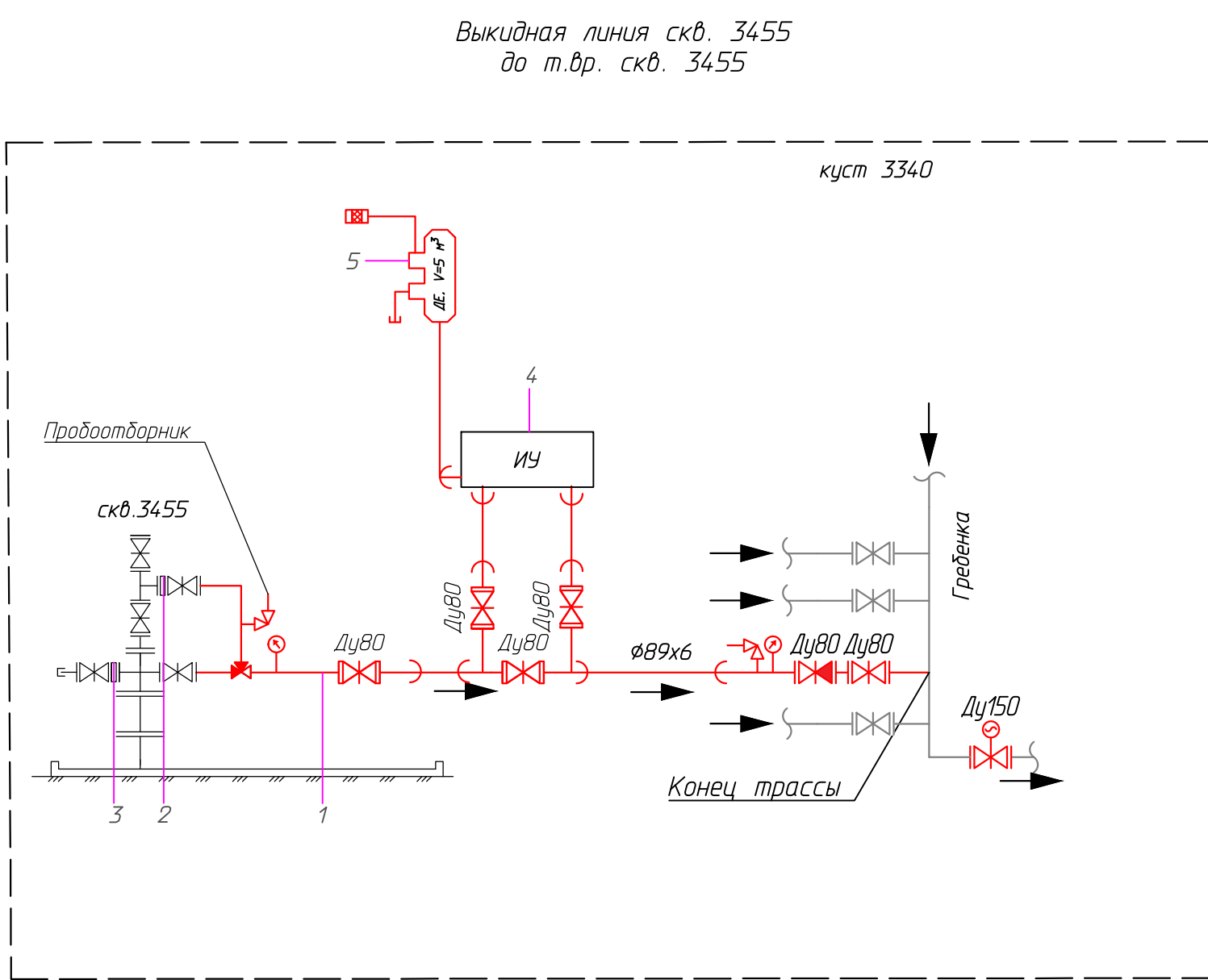
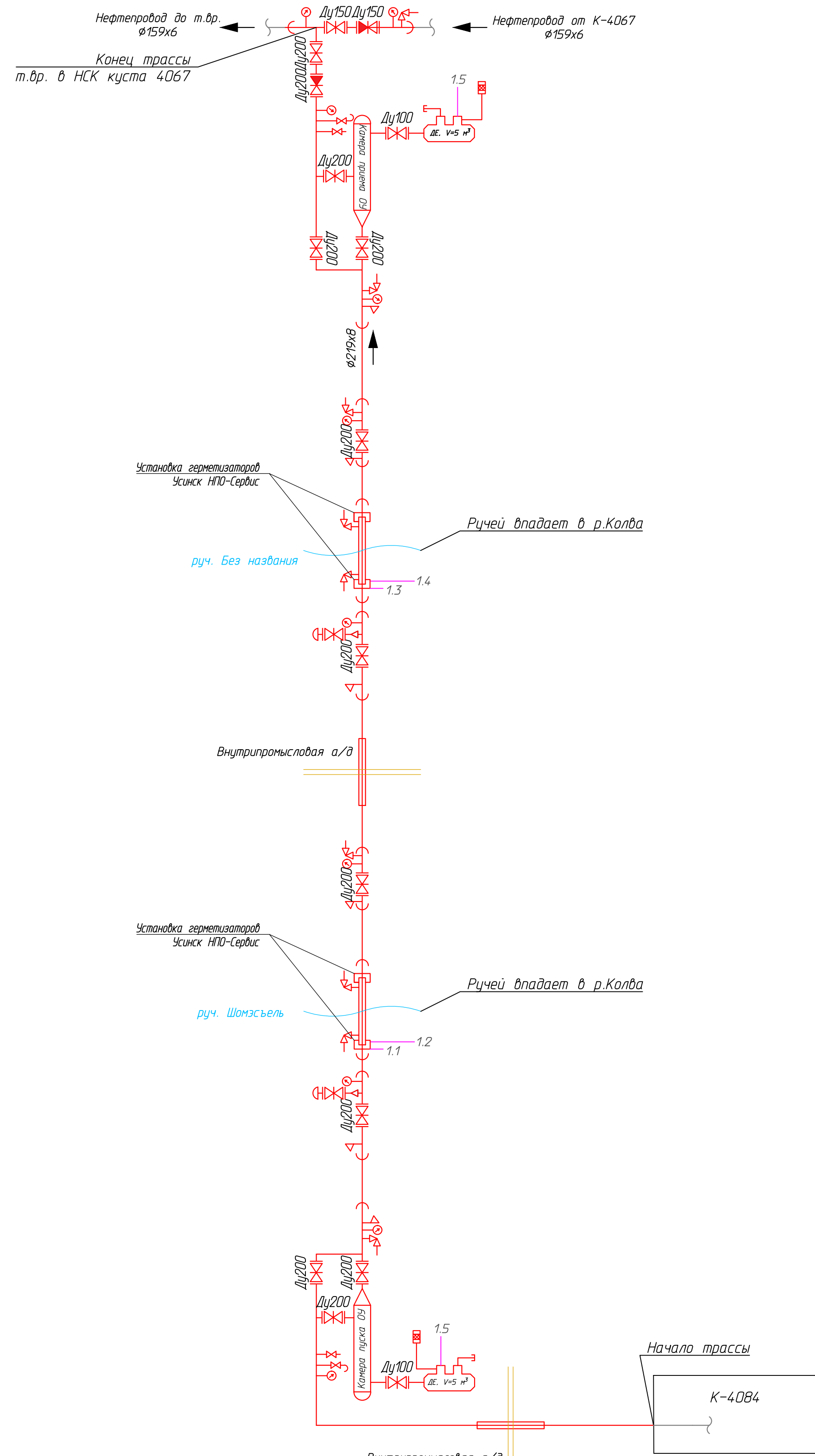
"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения.
2 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Кусова			10.23
Проверил		Новоселова			10.23
Н. контр.		Салдаева			10.23

Стадия	Лист	Листов
П	2	2

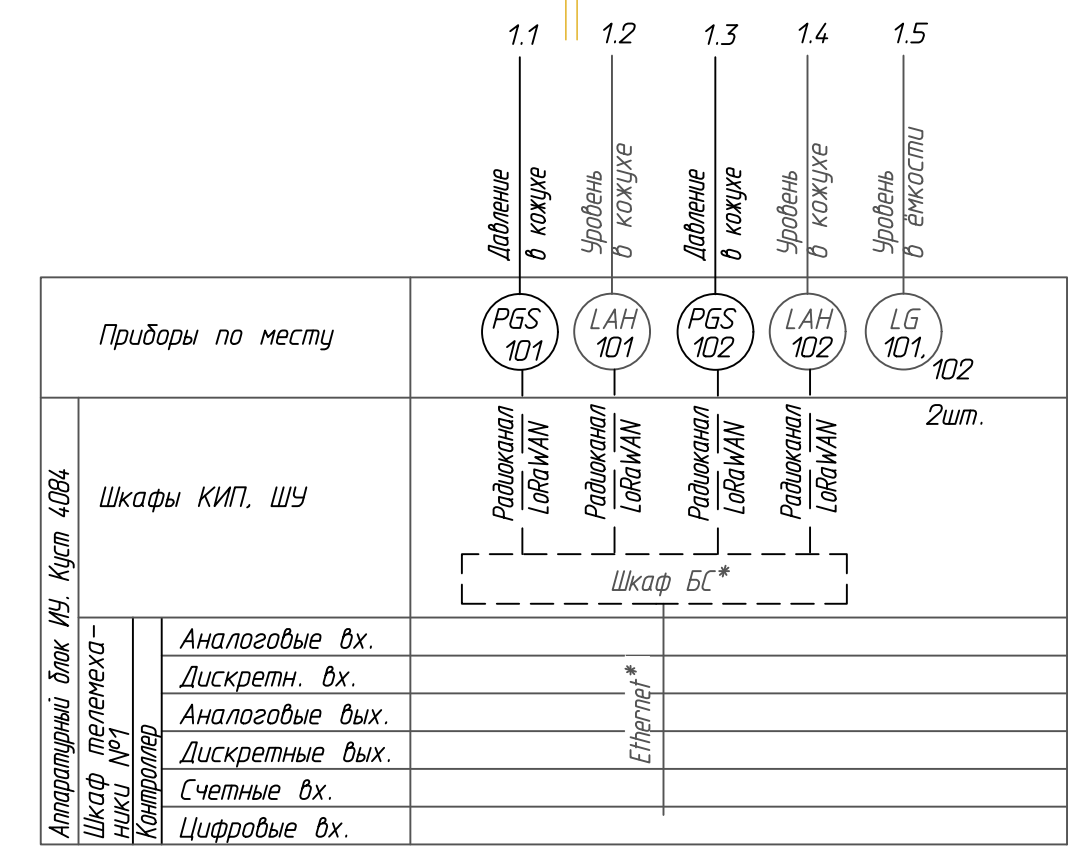
Ведомость документов
графической части

ООО "НИПИ нефти
и газа УГТУ"



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Проектируемая выкидная линия
	Существующая выкидная линия
	Заводская клиновальная
	Затвор обратный
	Манометр
	Вентиль узловой специальный
	Клапан обратный триниковый

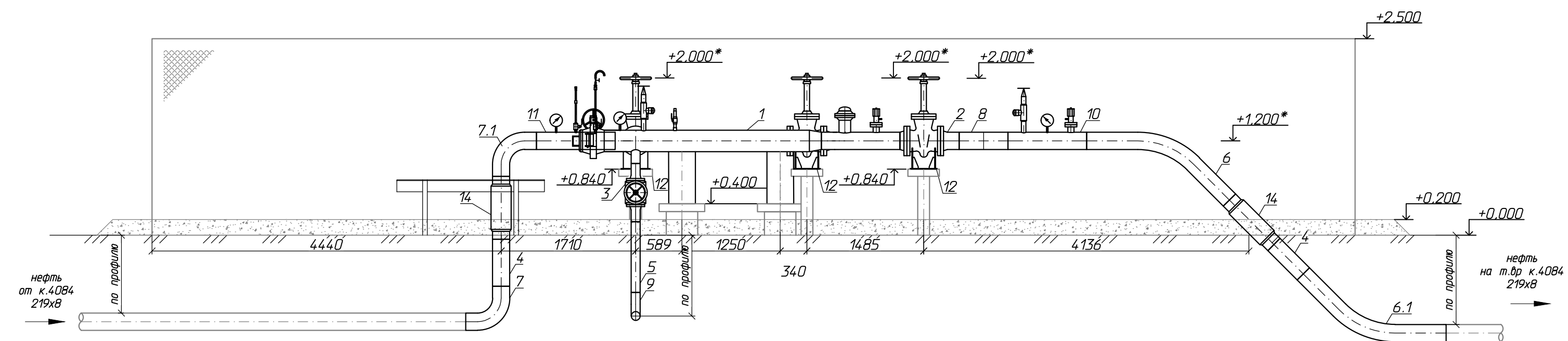


Изм.	Колум	Лист	Док.	Подпись	Дата
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3-Г1					
Изм.	Колум	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разработ.	Курова	10/23			
Разработ.	Кабрижних	10/23			
Проверил	Навоглова	10/23			
Н. контр.	Салдаева	10/23			

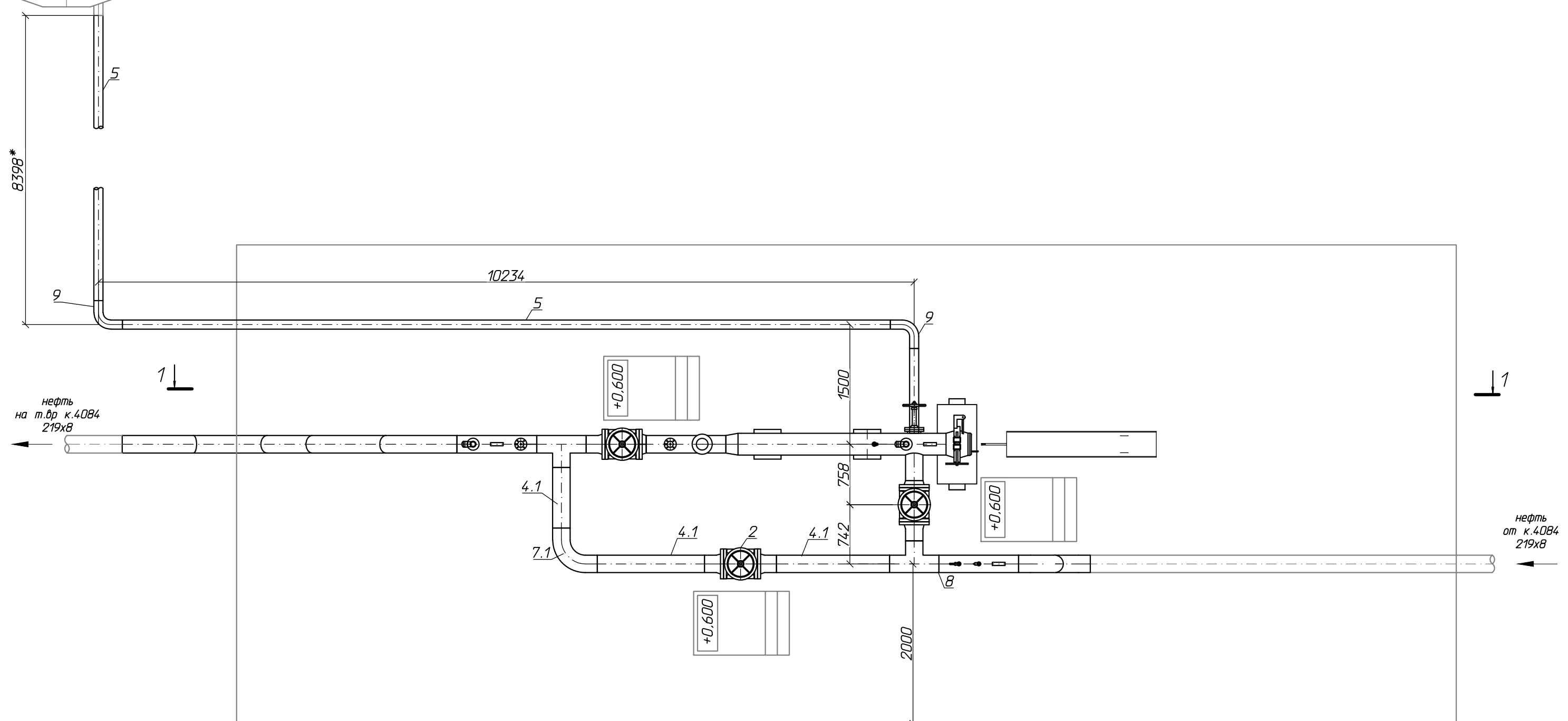
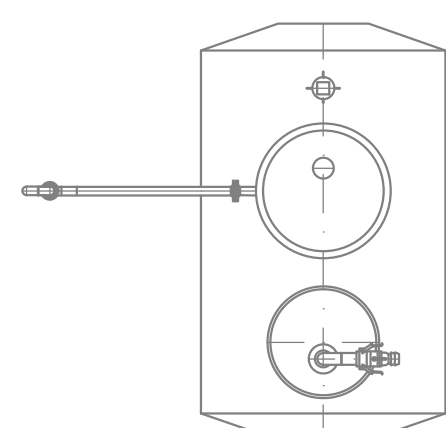
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3-Г1
 "Обустройство взрывобезопасного нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"
 Стадия: Лист 1 из 1
 Принципиальная технологическая схема и схема автоматизации
 ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"
 Формат А2x3

Узел пуска СОД

Разрез 1-1

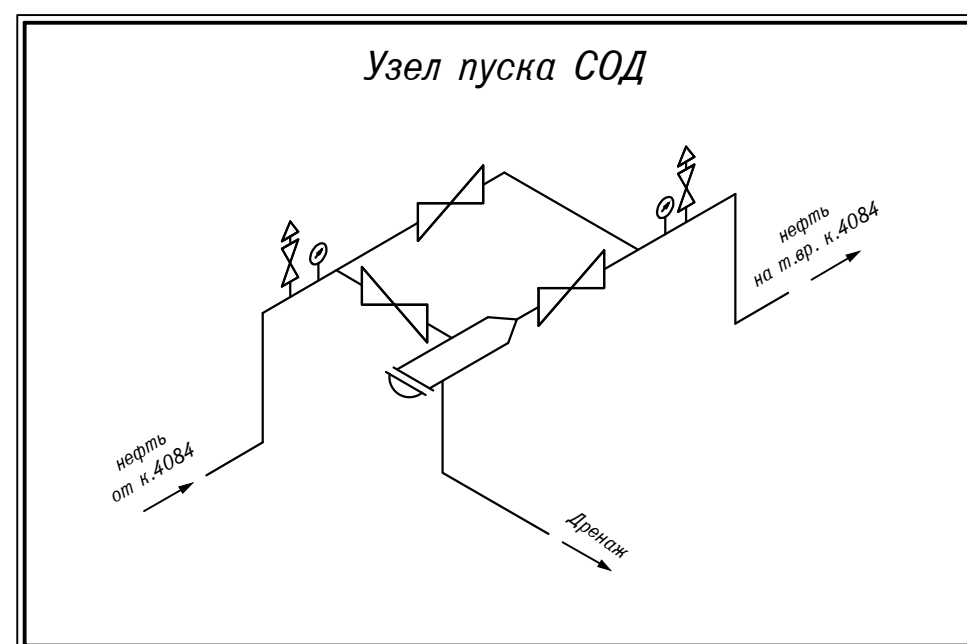


План



План

Рис.1 (поз.13)



Узел пуска СОД

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Устройство пуска с трубной обвязкой и ЗРА исп. ХЛ, левое исполнение. Ду200 мм, Ру 4,0 МПа	1	1280*	компл
2		Задвижка клиновая без КОФ Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа, 30лс15нж	1	222.0	
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду200 мм, Ру=4,0 МПа	4		
3		Задвижка клиновая без КОФ Ду100мм, Ру=4,0 МПа, 30лс15нж	1	65.0	
3.1		Спецдеталь для ЗРА Ду100 мм, Ру=4,0 МПа	2		
4		Труба стальная бесшовная,горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	3.0	41.6	
5		Труба стальная бесшовная,горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	20.8	16.0	
4.1		Труба стальная бесшовная,горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	4.0	41.6	
6		Детали из стали с заводским двуслойным внутренним покрытием	1	91.6	
6.1		Детали из стали с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	1	91.6	
7		Детали из стали с приборными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	1	28.3	вес с катушками
7.1		Детали из стали с приборными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	2	28.3	вес с катушками
8		Детали из стали с приборными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	2	26.3	вес с катушками
9		Детали из стали с приборными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	3	8.6	вес с катушками
10		Спецдеталь Ду200, L=1000 мм для установки ВУС, манометра и сигнализатора прохождения ОУ с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	41.6	
11		Спецдеталь Ду200, L=1000 мм для установки узла коррозионного мониторинга и манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	53.0	
12		Опора под задвижку Ду200	3	25.7	
13		Пластина 900x600	1	8.47	
14		Электрифицирующая вставка НЭМС-219-40-800-ХЛ1	2	66.0	

- Узел пуска СОД расположен на ПК1+4.85 проектируемом нефтесборном коллекторе от к.4084 до т.вр. к.4084.
- Теплоизоляция условно не показана.
- Сварные стыки подземной части узла изолировать термосужигающимися манжетами.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
- Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений 06-04-2НИПИ/2022-1-КР1.
- * - размер уточнить по месту.
- Знаки необходимо покрыть лакокрасочным покрытием в составе: грунтовка, перхлорвиниловая эмаль. Изображение на знак наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочетчатого УФ-принтера.

06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г2

"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Суркова			10.23	П	1	1
Разраб.		Кусова			10.23			
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23			

Нефтесборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084. Узел пуска СОД. План. Разрезы 1-1, 2-2

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

Узел береговой задвижки ПК29+56, ПК13+3

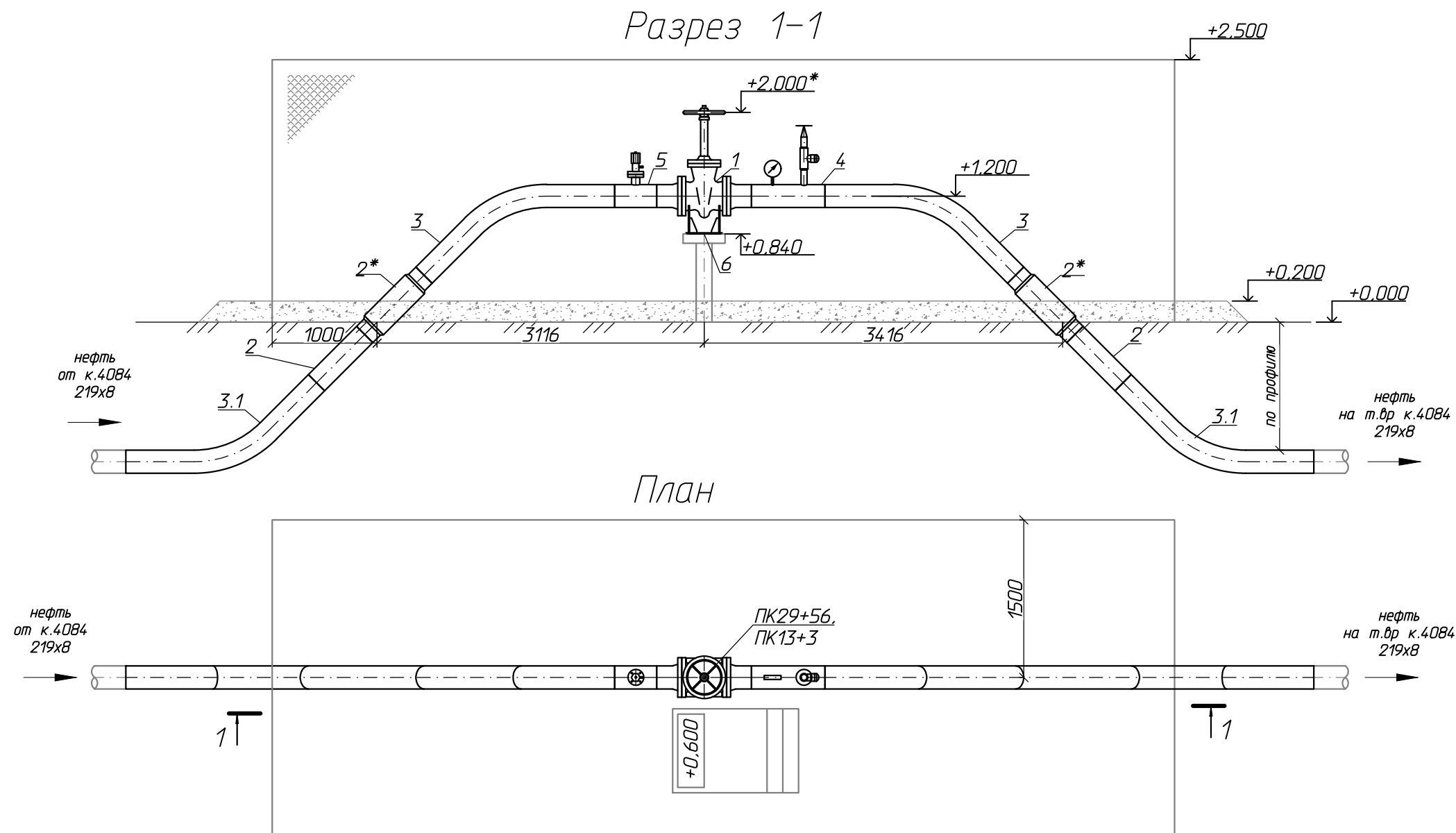
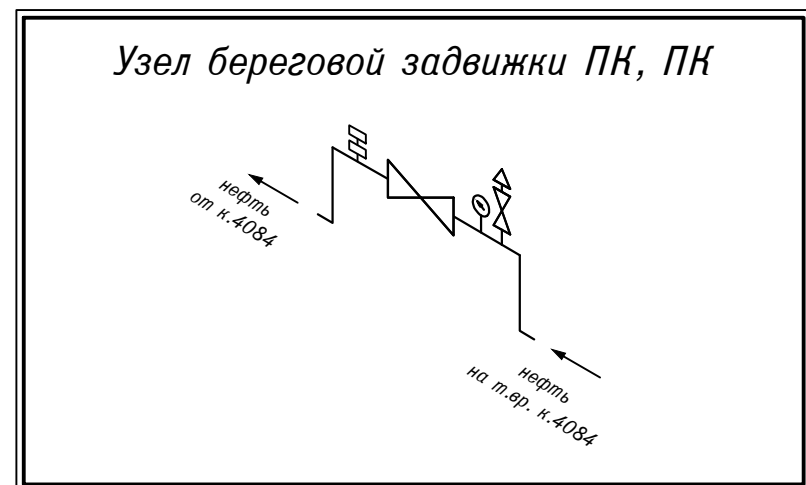


Рис.1 (поз.7)



1. Узел береговой задвижки расположен на ПК29+56, ПК13+3 проектируемом нефтесборном коллекторе от к. 4084 до т.вр. к. 4084.
2. Теплоизоляция условно не показана.
3. Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
4. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной биметаллической втулки.
5. Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений 06-04-2НИПИ/2022-1-КР2.
6. * - размер уточнить по месту.
7. Знаки необходимо покрыть лакокрасочным покрытием в составе: грунтровка, перхлордициловая эмаль. Изображение на знак наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного UF-принтера.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья без КОФ Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа, 30лс15нж	1	222,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду200 мм, Ру=4,0 МПа	2		
		Труба стальная бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
2		219x8	2,0	41,6	
2*		Электроизолирующая вставка НЭМС-219-40-800-ХЛ1	2	66,0	
		Детали из стали с заводским двуслойным внутренним покрытием			
3		- Отвод ОГ 45°-219(8К48)-4,0 -0,5-5DN-1100/1100-ХЛ Детали из стали с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	2	91,6	
3.1		- Отвод ОГ 45°-219(8К48)-4,0 -0,5-5DN-1100/1100-ХЛ	2	91,6	
4		Спецдеталь Ду200, L=700 мм для установки ВУС и манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	30,7	
5		Спецдеталь Ду200, L=400 мм сигнализатора прохождения ОУ с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	15,7	
6		Опора под задвижку Ду200	1	25,7	
7		Пластина 900x600	1	8,47	

Количество материалов в спецификации представлено на 1 узел береговой задвижки

06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.ГЗ

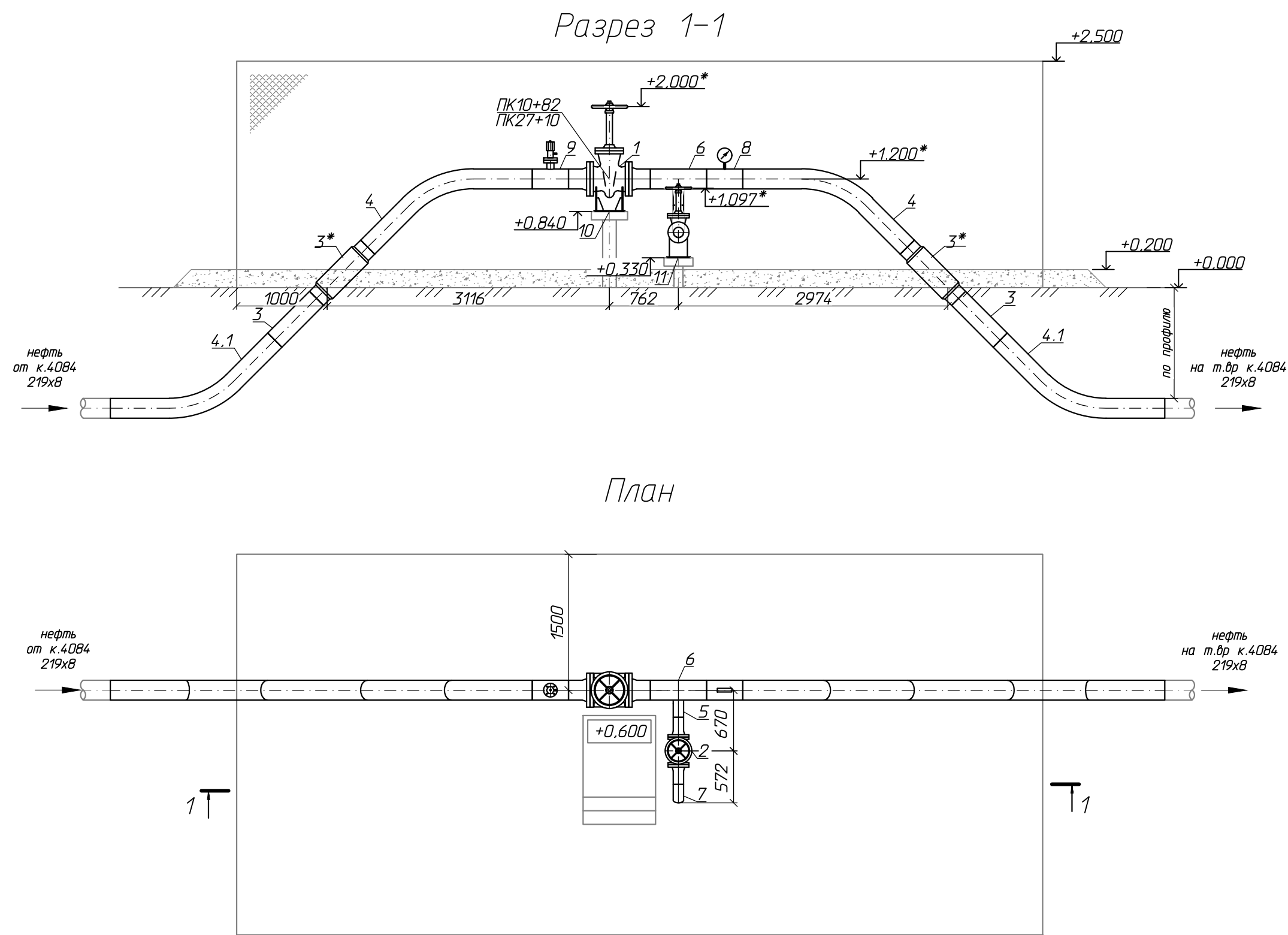
"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Суркова			10.23	П		1
Разраб.		Кусова			10.23			
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23			

Нефтесборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084. Узел береговой задвижки. План. Разрез 1-1.

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Узел береговой задвижки ПК10+82, ПК27+10



Спецификация

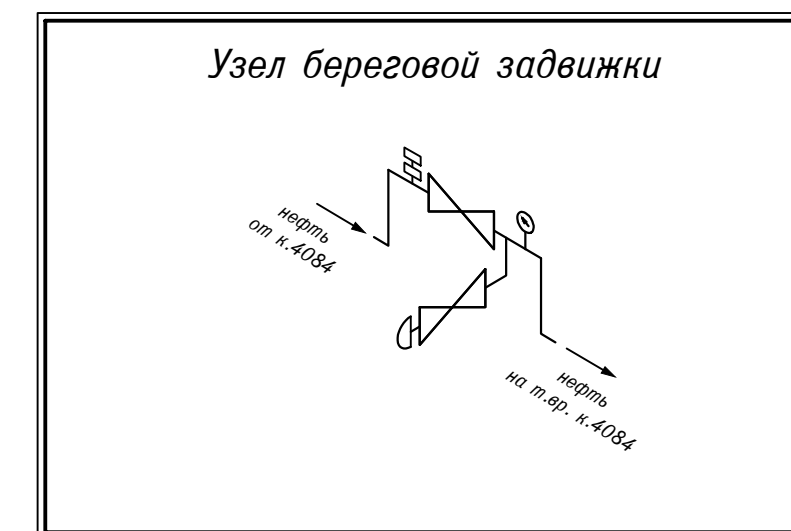
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
9		Спецдеталь Ду200, L=400 мм сигнализатора прохождения ОУ с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	15.7	
10		Опора под задвижку Ду200	1	25.7	
11		Опора под задвижку Ду100	1	14.3	
		Пластина 900х600	1	8.47	

Количество материалов в спецификации представлено на 1 узел береговой задвижки

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья без КОФ Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа, 30лс15нх	1	222.0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду200 мм, Ру=4,0 МПа	2		
2		Задвижка клиновья без КОФ Ду100мм, Ру=4,0 МПа, 30лс15нх	1	65.0	
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду100 мм, Ру=4,0 МПа	2		
3		Труба стальная бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	3	41.6	
3*		219х8 Электроизолирующая вставка НЭМС-219-40-800-Х/Л1 Детали из стали с заводским двуслойным внутренним	2	66.0	
4		- Отвод ОГ 45°-219(8К48)-4.0 -0.5-5DN-1100/1100-Х/Л Детали из стали с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	2	91.6	
4.1		- Отвод ОГ 45°-219(8К48)-4.0 -0.5-5DN-1100/1100-Х/Л Детали из стали с приварными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним и покрытием:	2	91.6	
5		Отвод ОКШ 90°-К-150-114(6К48)-4.0-0.5-1.5DN-Х/Л	1	8.6	вес с катушками
6		Тройник ТШР-3К-150-219(8К48)-114(6К48)-4.0-0.5-Х/Л	1	23.9	вес с катушками
7		Днище ДШ-К-150-114(6К48)-4.0-0.5-Х/Л	1	4.5	вес с катушками
8		Спецдеталь Ду200, L=400 мм манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	13.6	

Рис.1 (поз.11)



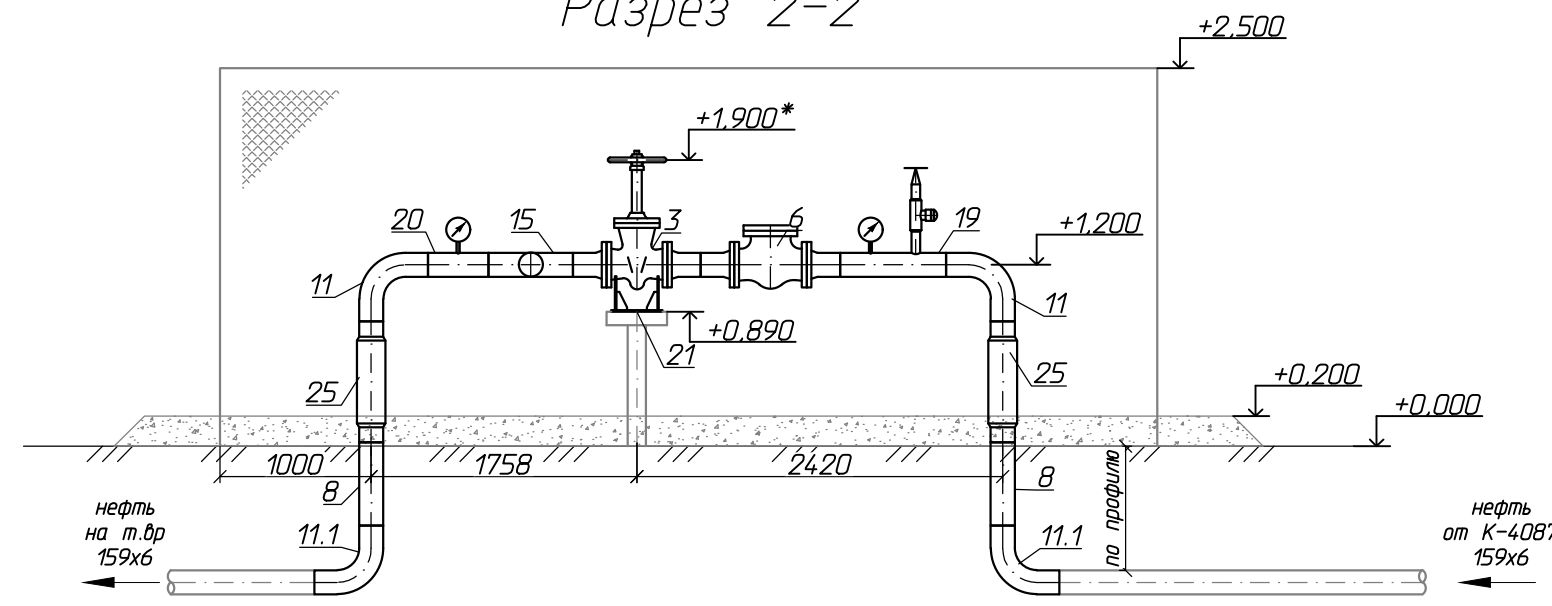
1. Узел береговой задвижки расположен на ПК10+82, ПК27+10 проектируемого нефтесборного коллектора от к. 4084 до т.вр. к. 4084.
2. Теплоизоляция условно не показана.
3. Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
4. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной биметаллической втулки.
5. Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений 06-04-2НИПИ/2022-1-КР2
6. * - размер уточнить по месту.
7. Знаки необходимо покрыть лакокрасочным покрытием в составе: грунтотка, перхлорвиниловая эмаль. Изображение на знак наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечного UF-принтера.

					06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г4			
					"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Суркова				10.23	П		1
Разраб.	Кусова				10.23			
Проверил	Новоселова				10.23			
Н. контр.	Салдаева				10.23	Нефтесборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084. Узел береговой задвижки ПК10+82, ПК27+10. План. Разрез 1-1.		

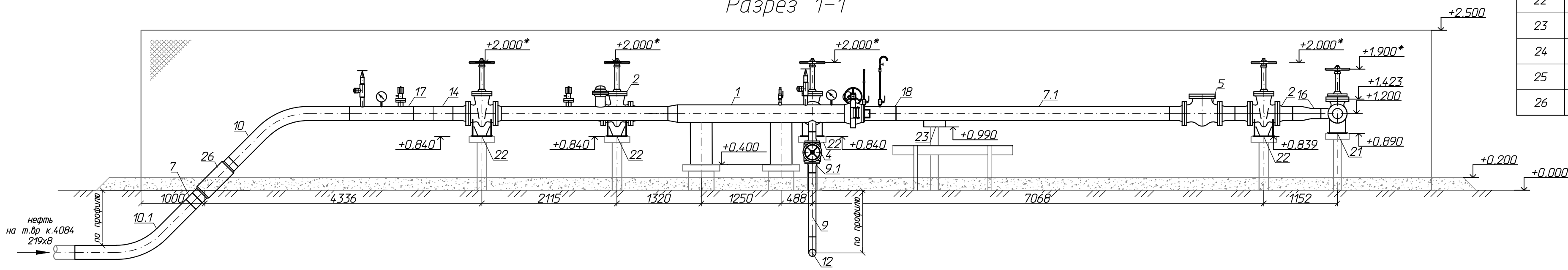
Согласовано
Взам. инв.№
Подпись и дата
Инв.№ подл.

Узел приема СОД

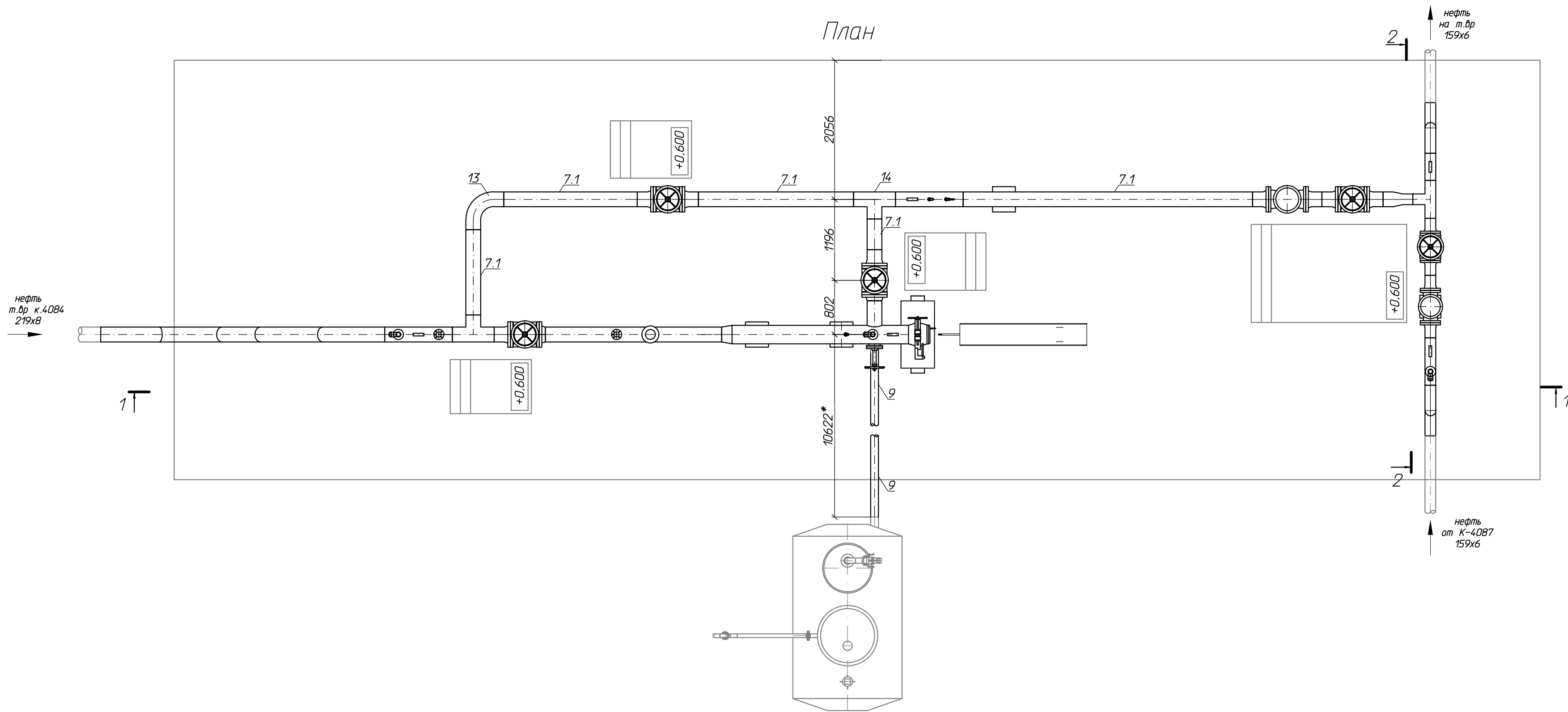
Разрез 2-2



Разрез 1-1



План



Спецификация

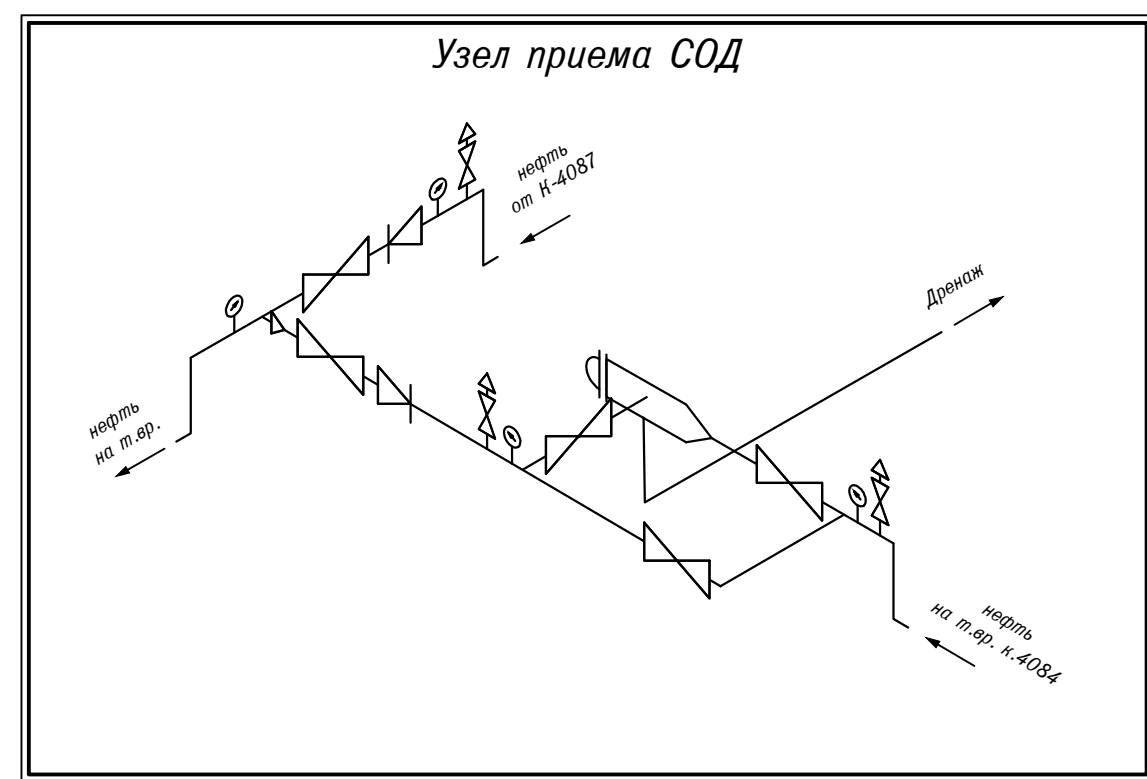
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
17		Спецдеталь Ду200, L=1000 мм для установки ВУС, манометра и сигнализатора прохода ОУ с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	43.2	
18		Спецдеталь Ду200, L=1000 мм для установки узла коррозионного мониторинга и манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	53.0	
19		Спецдеталь Ду150, L=700 мм для установки ВУС и манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	19.9	
20		Спецдеталь Ду150, L=400 мм манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	10.1	
21		Опора под задвижку Ду150	1	19.9	
22		Опора под задвижку Ду200	4	25.7	
23		Опора СХОТ-219-ХЛ1-АКП	2	12.8	
24		Пластина 900х600	1	8.47	
25		Электроизолирующая вставка НЭМС-159-40-800-ХЛ1	2	34.5	
26		Электроизолирующая вставка НЭМС-219-40-800-ХЛ1	1	66.0	

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Устройство приема с трубной обвязкой и ЗРА исп. ХЛ, левое исполнение, Ду200 мм, Ру 4,0 МПа	1	1280*	компл
2		Задвижка клиновая без КОФ Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа, 30лс15нж	1	222.0	
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа	6		
3		Задвижка клиновая без КОФ Ду 150 мм, Ру=4,0 МПа, 30лс15нж	1	145.0	
3.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 150 мм, Ру=4,0 МПа	4		
4		Задвижка клиновая без КОФ Ду 100 мм, Ру=4,0 МПа, 30лс15нж	1	65.0	
4.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 100 мм, Ру=4,0 МПа	2		
5		Затвор обратный, 19лс53нж Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа	1	180.0	
6		Затвор обратный, 19лс53нж Ду 150 мм, Ру=4,0 МПа	1	116.0	
7		Труба стальная бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
7.1		219х8	2	41.6	
8		159х6	2	22.6	
9		114х6	11.5	16.0	
7.1		219х8	10.9	41.6	
8.1		159х6	1.7	22.6	
10		Детали из стали с заводским двуслойным внутренним - Отвод ОГ 45°-219(БК4В)-4.0 -0.5-50N-1100/1100-ХЛ	1	91.6	
10.1		Детали из стали с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием - Отвод ОГ 45°-219(БК4В)-4.0 -0.5-50N-1100/1100-ХЛ	1	91.6	
11		Детали из стали с приварными катюшками 150мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием: Отвод ОКШ 90°-К-150-159(БК4В)-4,0-0.5-1.50N-ХЛ	2	14.6	вес с катюшками
11.1		Детали из стали с приварными катюшками 150мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием: Отвод ОКШ 90°-К-150-159(БК4В)-4,0-0.5-1.50N-ХЛ	2	14.6	вес с катюшками
12		Детали из стали с приварными катюшками 150мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием: Отвод ОКШ 90°-К-150-114(БК4В)-4,0-0.5-1.50N-ХЛ	1	8.6	вес с катюшками
13		Детали из стали с приварными катюшками 150мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием: Отвод ОКШ 90°-К-150-219(БК4В)-4,0-0.5-1.50N-ХЛ	1	28.3	вес с катюшками
14		Детали из стали с приварными катюшками 150мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием: Тройник ТШР-3К-150-219(БК4В)-4,0-0.5-ХЛ	2	26.3	вес с катюшками
15		Детали из стали с приварными катюшками 150мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием: Тройник ТШР-3К-150-159(БК4В)-4,0-0.5-ХЛ	1	16.8	вес с катюшками
16		Детали из стали с приварными катюшками 150мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием: Переход ТШ 219(БК4В)х 159(БК4В)-4,0-0.5-ХЛ	1	14.6	вес с катюшками

Рис.1 (поз.24)

Узел приема СОД



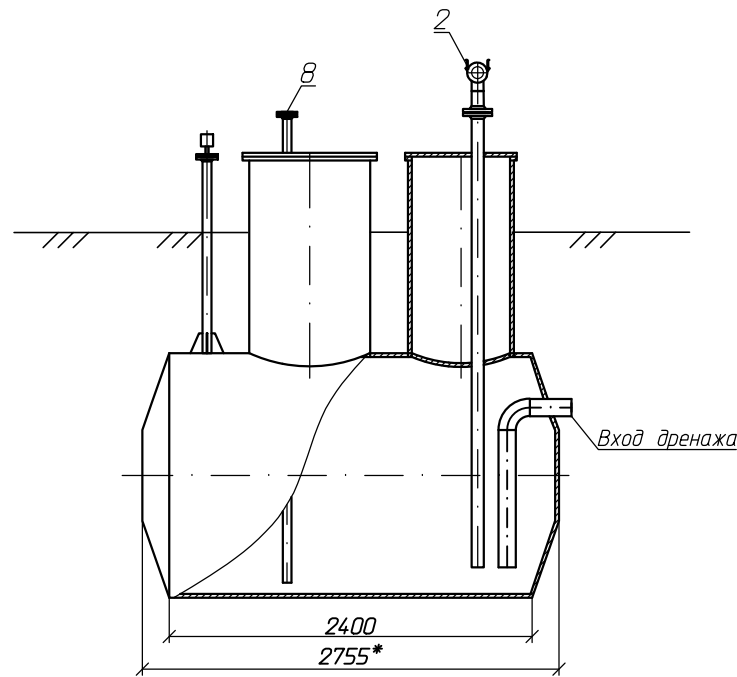
- Узел приема СОД расположен на ПК39+28 проектируемом нефтесборном коллекторе от к. до т.бр. К.4084
- Теплоизоляция условно не показана.
- Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
- Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений 06-04-2НИПИ/2022-1-КР2.
- * - размер уточнить по месту.
- Знаки необходимо покрыть лакокрасочным покрытием в составе: грунтровка, перхлорвиниловая эмаль. Изображение на знак наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочетчатного УФ-принтера.

06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г5

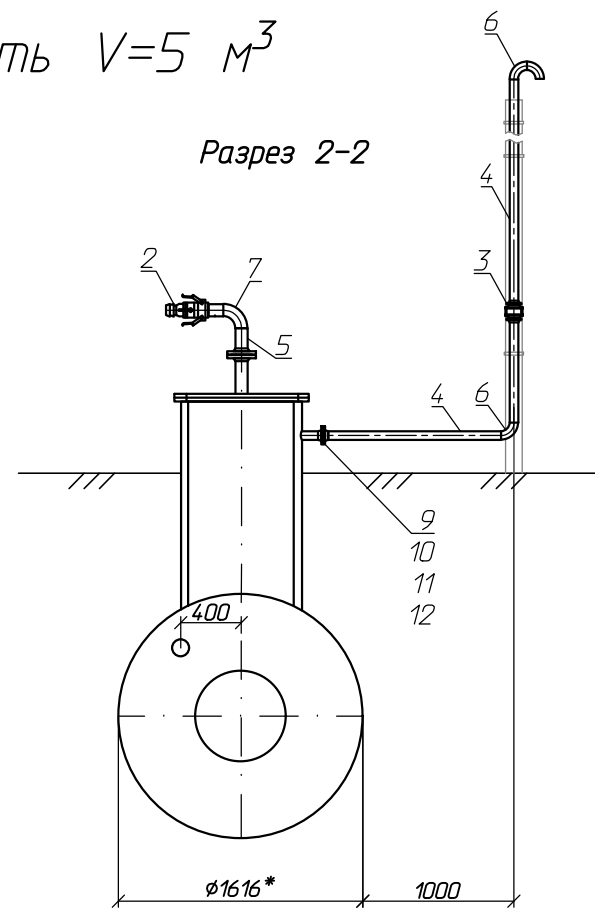
					"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"			
Изм.	Колуч	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Суркова				10.23	П	1	1
Разраб.	Кусова				10.23			
Проверил	Нодоселова				10.23			
Н. контр.	Салдаева				10.23	Нефтесборный коллектор от к. 4084 до т.бр. к.4084. Узел приема СОД. План. Разрезы 1-1, 2-2		

Дренажная емкость V=5 м³

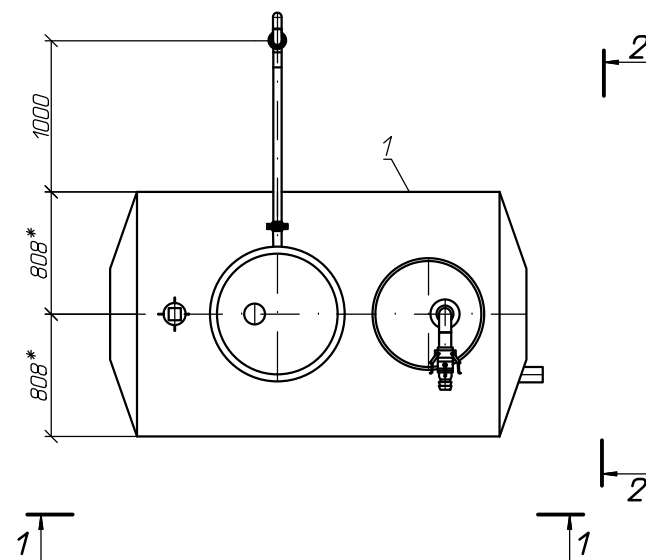
Разрез 1-1



Разрез 2-2



План



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Ёмкость подземная дренажная V=5 м ³ ЕП-5-1600-1300-3	1	2300	
2		Муфта "Сухого разъёма"	1	13	
3		Предохранитель огневой Ду50 мм	1	8	
4		Труба стальная бесшовная 57х4	9,0	5,2	м
5		Труба стальная бесшовная 89х5	1,0	10,4	м
6		Отвод П 90°-57х4	3	0,7	
7		Отвод П 90°-89х5	1	1,9	
8		Заглушка 1-50-40	1	2,2	
9		Шпилька АМ16х90	4	0,13	
10		Гайка АМ16	8	0,04	
11		Прокладка А-50-40 ПОН	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;
- Расположение дренажной емкости см. 06-04-2НИПИ/2022-ППОЗ, л.1
- Надземную часть узла 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 акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м². (площадь окраски составляет 2,2 м²).
- Стойка воздушника представлена в части архитектурно-строительных решений 06-04-2НИПИ/2022-1-КР2.

06-04-2НИПИ-2022-1-ТРЗ.Г6

"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения.
2 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Суркова			10.23	П		1
Разраб.		Кусова			10.23			
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23	Нефтедоборный коллектор от к. 4084 до т.вр. к.4084. Дренажная емкость V=5 м ³ . План. Разрезы 1-1, 2-2		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Согласовано

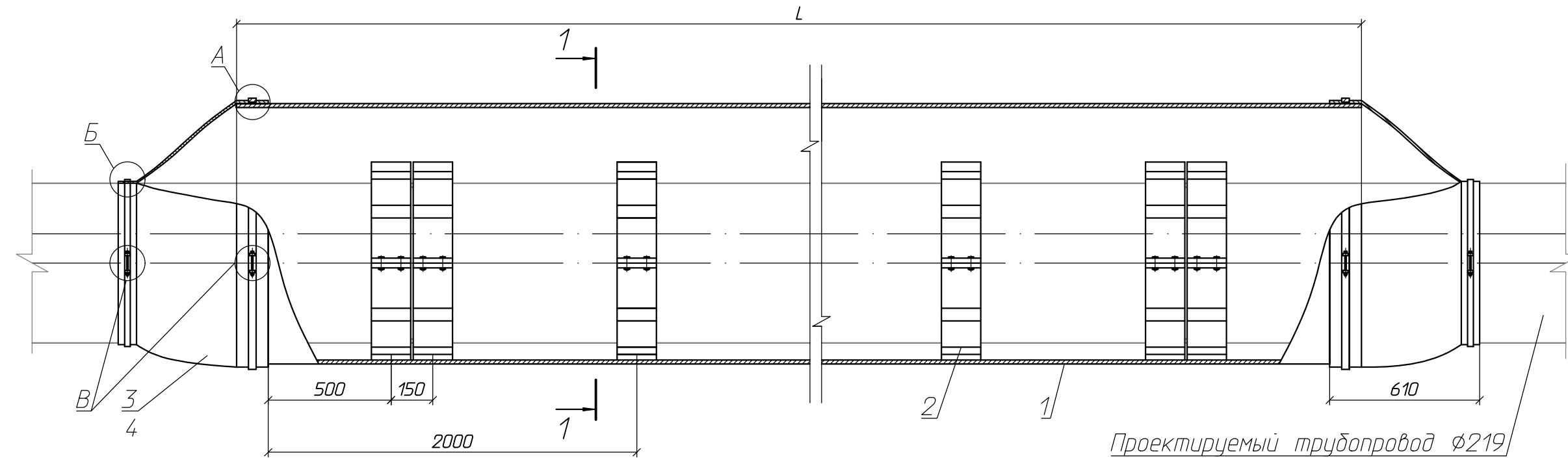
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл

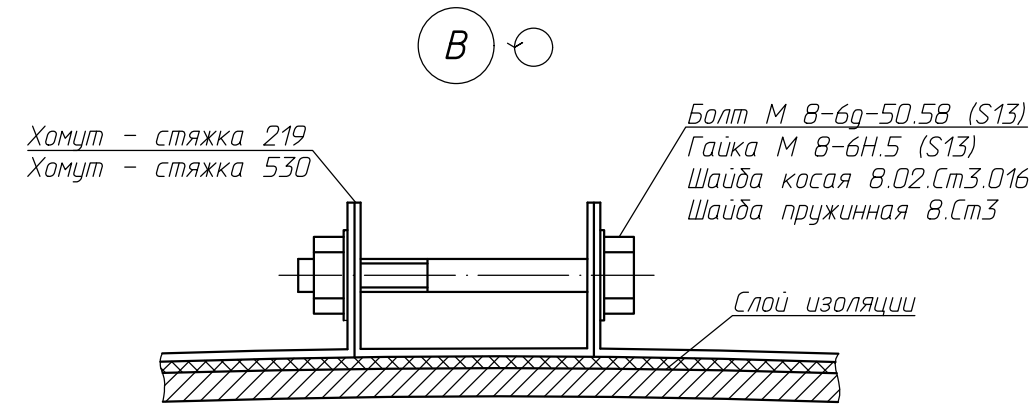
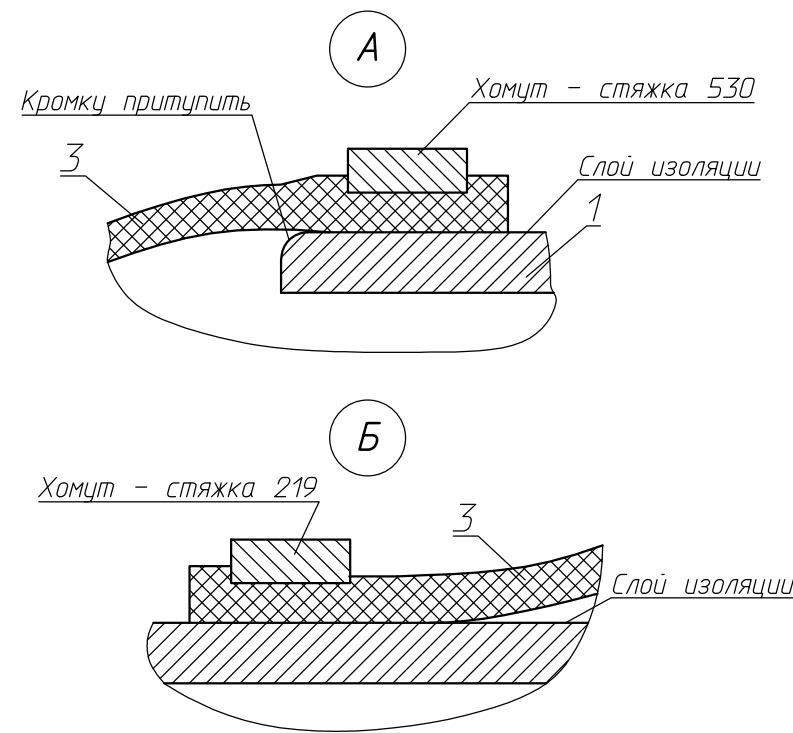
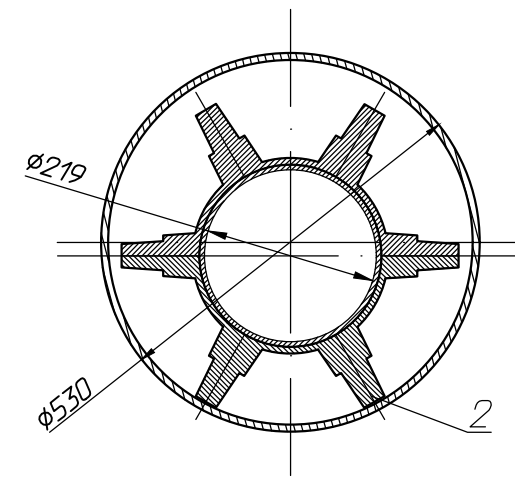
Конструкция подземного защитного кожуха Ду500

Общий вид



Проектируемый трубопровод $\phi 219$

Разрез 1-1



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	Труба 530x10 ГОСТ 10704-91 Ст3 ГОСТ 10705-80	Труба стальная электросварная прямошовная с заводским трехслойным покрытием $\phi 530 \times 10$	48	128,3	м
2		Кольцо диэлектрическое полиуретановое	29	-	комплект
3		Укрытие защитное манжет герметизирующее	4	-	комплект
4		Манжета защитная герметизирующая в комплекте со стяжными хомутами и метизами	2	-	комплект
<i>Материалы</i>					
		Обертка	5,71		кг

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

Параметры защитных кожухов

Название дороги (коммуникации)	Параметры проектируемого кожуха			
	L, м	Границы кожуха	Кол. колец спейсеров, шт.	Тип покрытия
Наименование трассы				
Внутрипромысловая а/д	23	ПК0+52,2-ПК0+75,2	14	Заводское изоляционное покрытие
Внутрипромысловая а/д	25	ПК26+4,2-ПК26+29,2	15	Заводское изоляционное покрытие

06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г7

"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Суркова			10.23	П		1
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23			

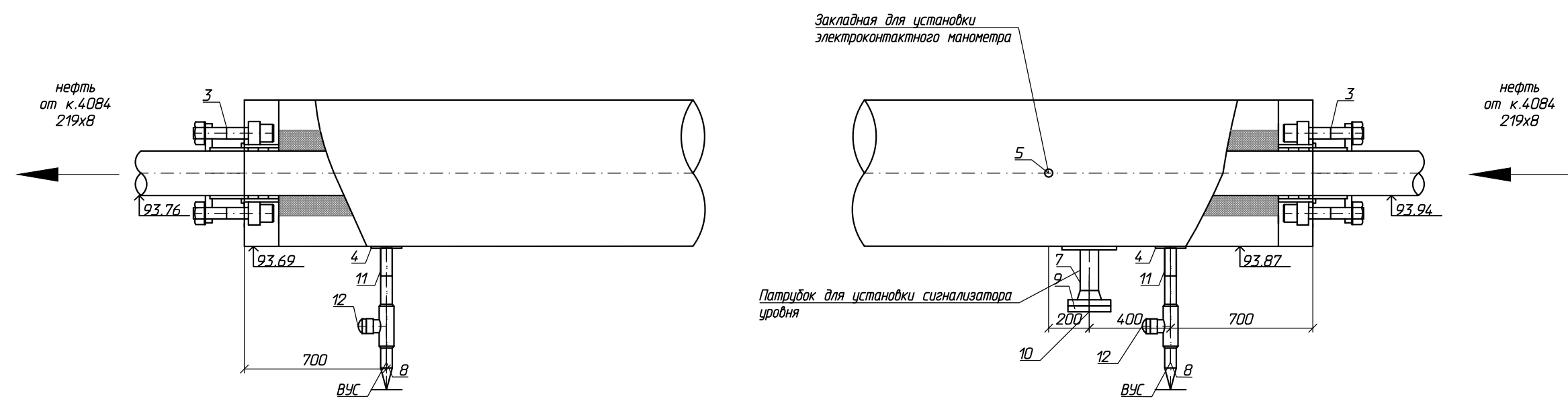
Нефтеоборный коллектор от к. 40В4 до т.вр. к.40В4
Конструкция подземного защитного кожуха Ду500. Общий вид. Разрез 1-1

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

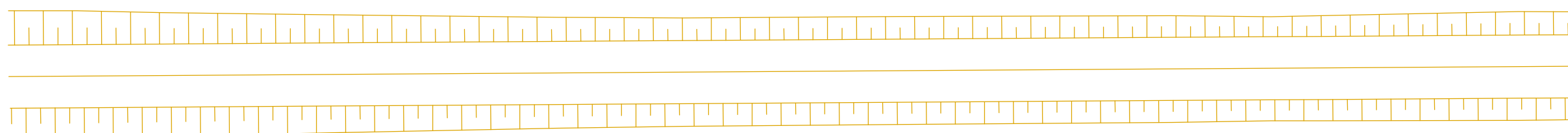
1. Наружную кромку на защитных кожухах притупить.
2. Кольцо предохранительное установить на монтажный коврик, выполненный из двух слоев защитной обертки

Конструкция надземного защитного кожуха Ду700

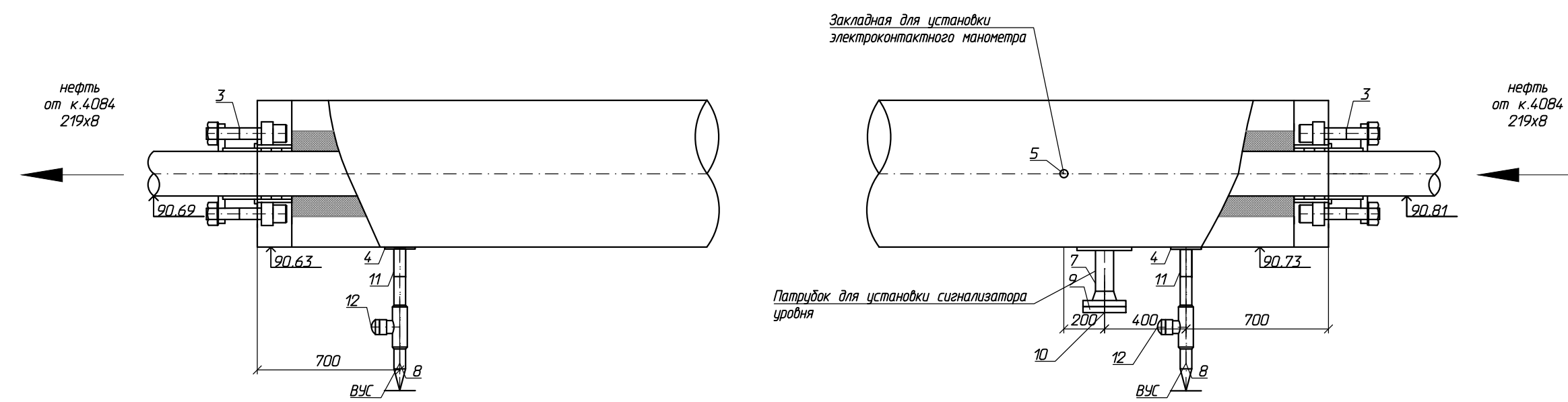
Разрез 1-1



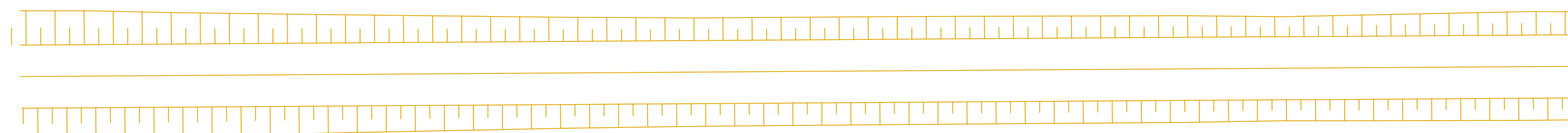
План



Разрез 1-1



План



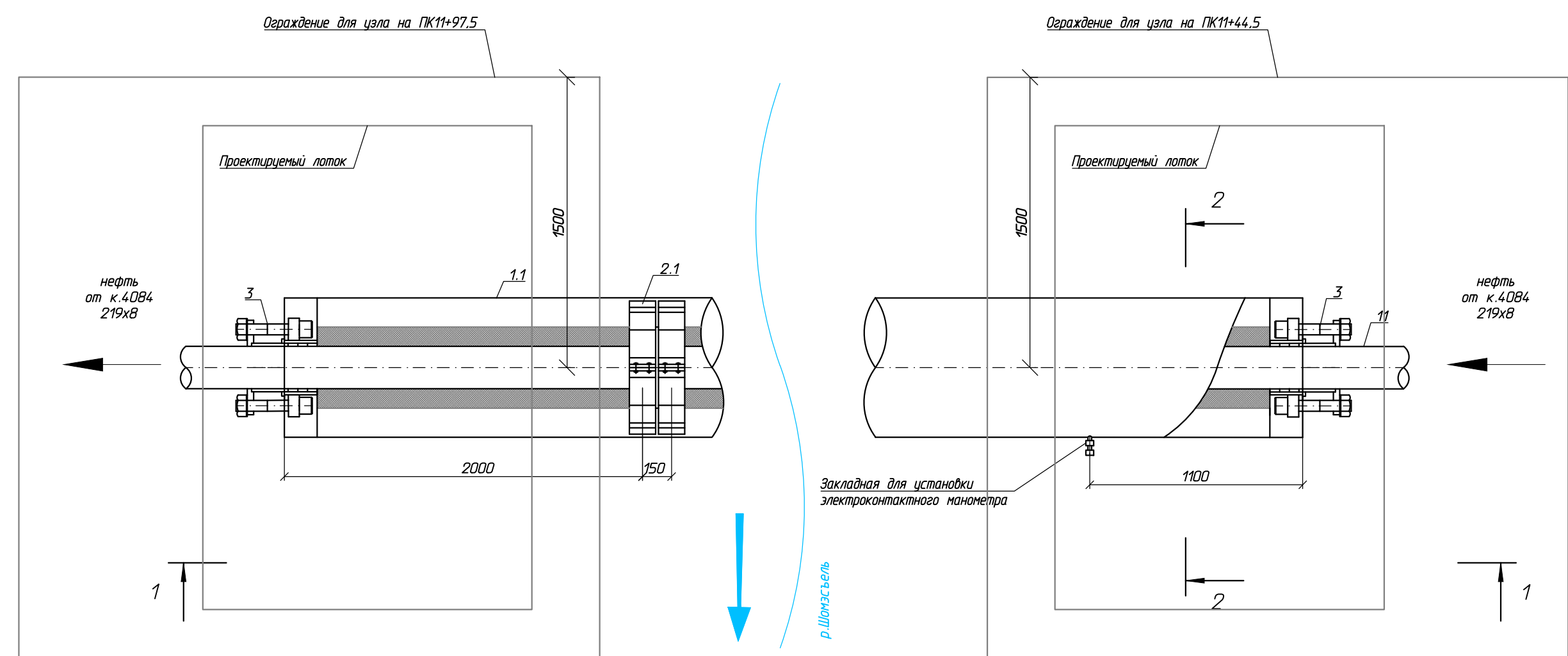
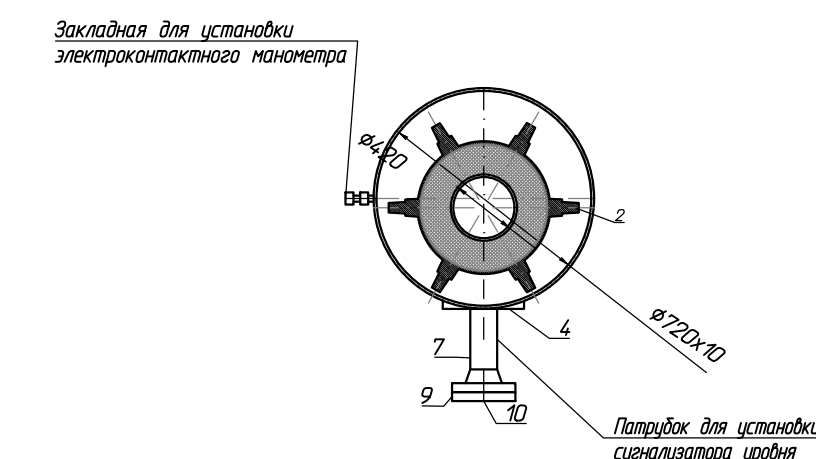
Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	Труба 720x10 ГОСТ 10704-91 ст3 ГОСТ 10705-80	Труба стальная электросварная прямошовная с заводским трехслойным покрытием	104,0	175,1	м
2		Кольцо диэлектрическое полиуретановое "Спейсер-Ньюнал-420"	57	-	комплект
3	ГОСТ 10704-91 ст3 ГОСТ 10705-80	Устройство сальникового уплотнения трубы Ø219 в трубе Ø720	4	-	комплект
4		Накладка Ø220x6	6	0,79	
5	Сборник СЭК 14-2-2009	Закладная конструкция для отборного устройства давления (6.3-200 П 15с670кМ ст. 09Г2С ЗК14-2-3-2009	2		
7	ГОСТ 32678-2014	Труба из стали 09Г2С Ø89x6	3,0	12,3	
8	06-04-2НИПИ/2022-Н.0/12	Вентиль угловой специальный ВУС	4	7,55	
9	ГОСТ 33259-2015	Фланец 80-40-11-1-М-V-09Г2С с комплектом крепежа	2	7,22	
10	АТК 24.200.02-90	Заглушка 4-80-6,3-09Г2С-6	2	6,4	
11	ГОСТ 633-80	Муфта 60 из стали 09Г2С	4	1,8	
12	ГОСТ 17379-2001	Заглушка П 76x6-09Г2С	4	0,5	

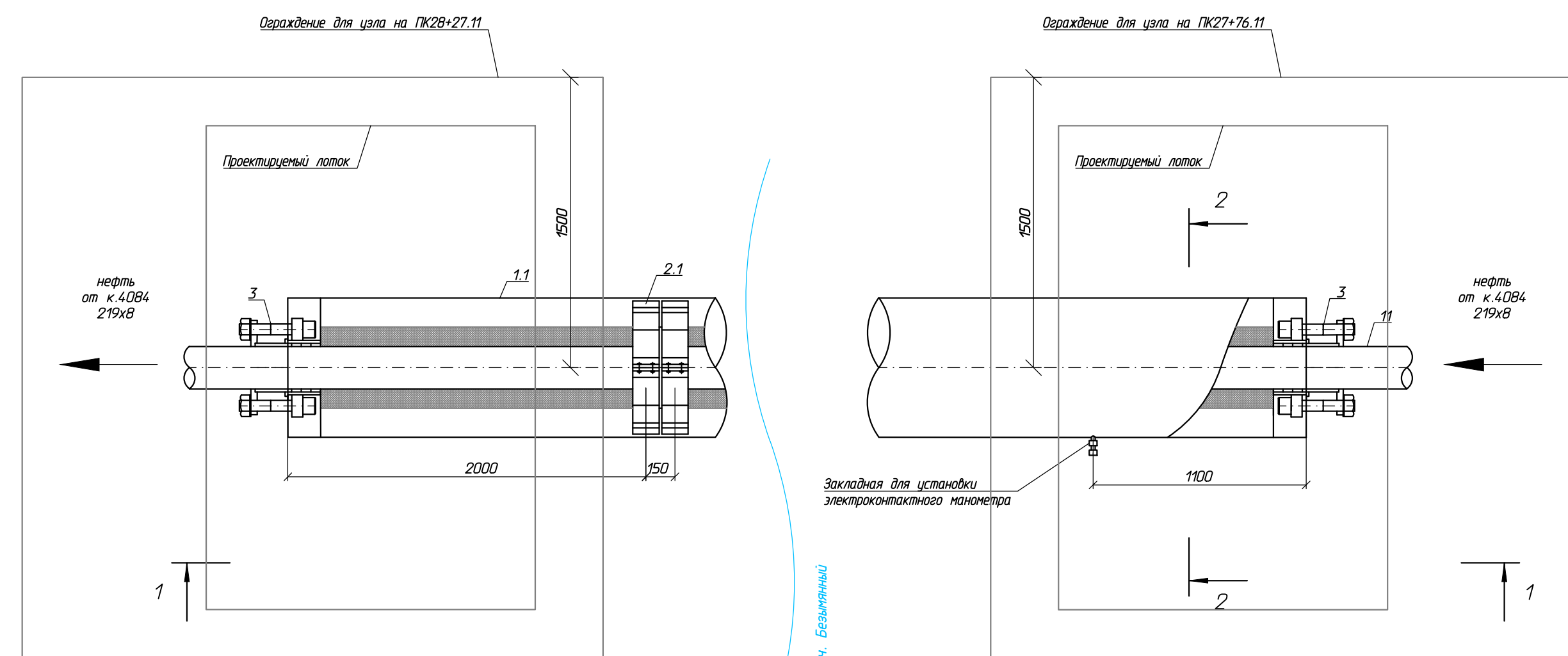
Параметры защитных кожухов

Название дороги (коммуникации)	Параметры проектируемого кожуха			
	L, м	Границы кожуха	Кол. колец спейсеров, шт.	Тип покрытия
Нефтеоборный коллектор от к. 40B4 до т.бр. к.40B4				
р.Шомэсгель	53,0	ПК11+44,5 - ПК11+97,5	29	Забодское изоляционное покрытие
руч. Безымянный	51,0	ПК27+76,11- ПК28+27,11	28	Забодское изоляционное покрытие

Разрез 2-2



р.Шомэсгель



руч. Безымянный



1. Наружную кромку на защитном кожухе притупить.
2. Электроконтактный манометр и патрубком для установки сигнализатора уровня устанавливаются со стороны, имеющей более низкую отметку (в низине). Расстояние между закладной конструкцией электроконтактного манометра и патрубком для установки сигнализатора уровня не менее 200 мм.
3. Кольцо предохранительное установить на монтажный коврик, выполненный из двух слоев полиэтиленовой обертки для защиты изоляции (толщина не менее 0,6 мм).
4. Трубу защитного кожуха 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 акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
5. * - уточнить по месту.

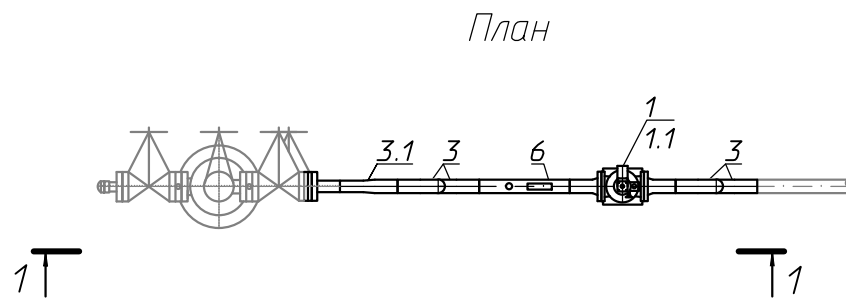
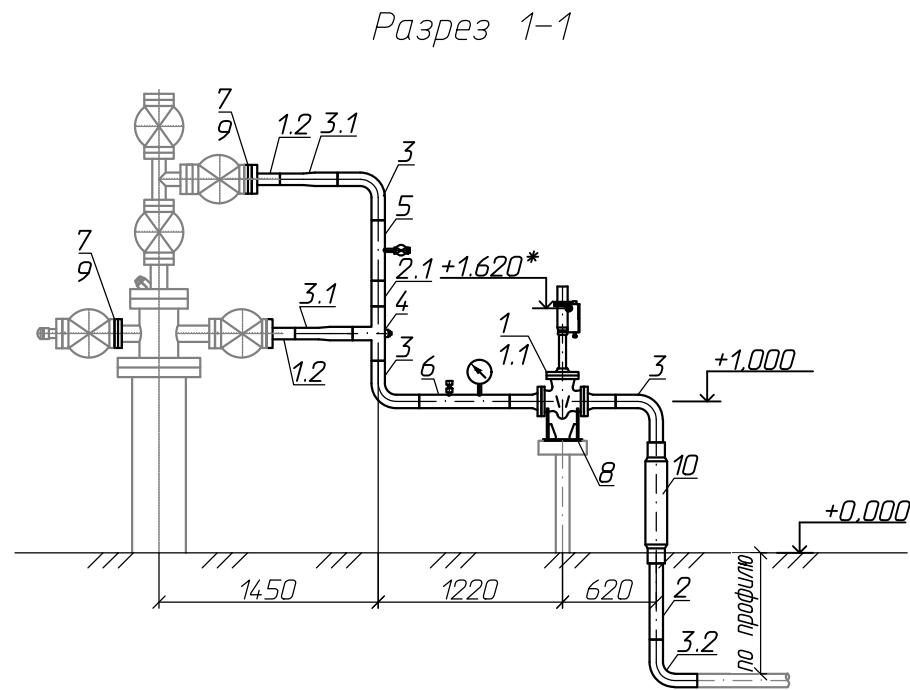
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.ГВ

"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Суркова				05.22	П		1
Разраб.	Кусова				05.22			
Проверил	Нодоселова				05.22			
Н. контр.	Салдаева				05.22	Нефтеоборный коллектор от к. 40B4 до т.бр. к.40B4. Конструкция надземного защитного кожуха Ду700. Общий вид. Разрезы 1-1, 2-2		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Согласовано
Взам. инф. №
Подпись и дата
Инф. № подл.

Узел обвязки добывающих скважин 3509, 3542



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка электроприводная без КОФ 30лс915нж, Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	1	44,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	2		
1.2		Спецдеталь для ЗРА Ду 65 мм, Ру=4,0 МПа	2		
2		Труба стальная из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием 89х6	1,0	12,3	
2.1		Труба стальная бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним покрытием 89х6	0,2	12,3	
3		Детали из стали с приварными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним покрытием Отвод ОКШ90°-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	3	4,8	вес с катушками
3.1		Переход ПШК89(6К48)х76(5К48)-4,0-0,75-УХЛ-С-1	2	3,0	вес с катушками
3.2		Детали из стали с приварными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием Отвод ОКШ90°-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	1	4,8	вес с катушками
4		Обратный клапан тройниковый приварными катушками 150мм	1	-	
5		Спецдеталь Ду80, L=400 мм для установки вентиля проботборного с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
6		Спецдеталь Ду80, L=600 мм для установки манометра, датчика давления с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1		
7		Закладная конструкция для установки датчика давления	2	-	
8		Опора под задвижку Ду80	1	12,3	
9		Инструментальный фланец	2	-	
10		Электроизолирующая вставка НЭМС-89-40-800-ХЛ1	1	16,0	

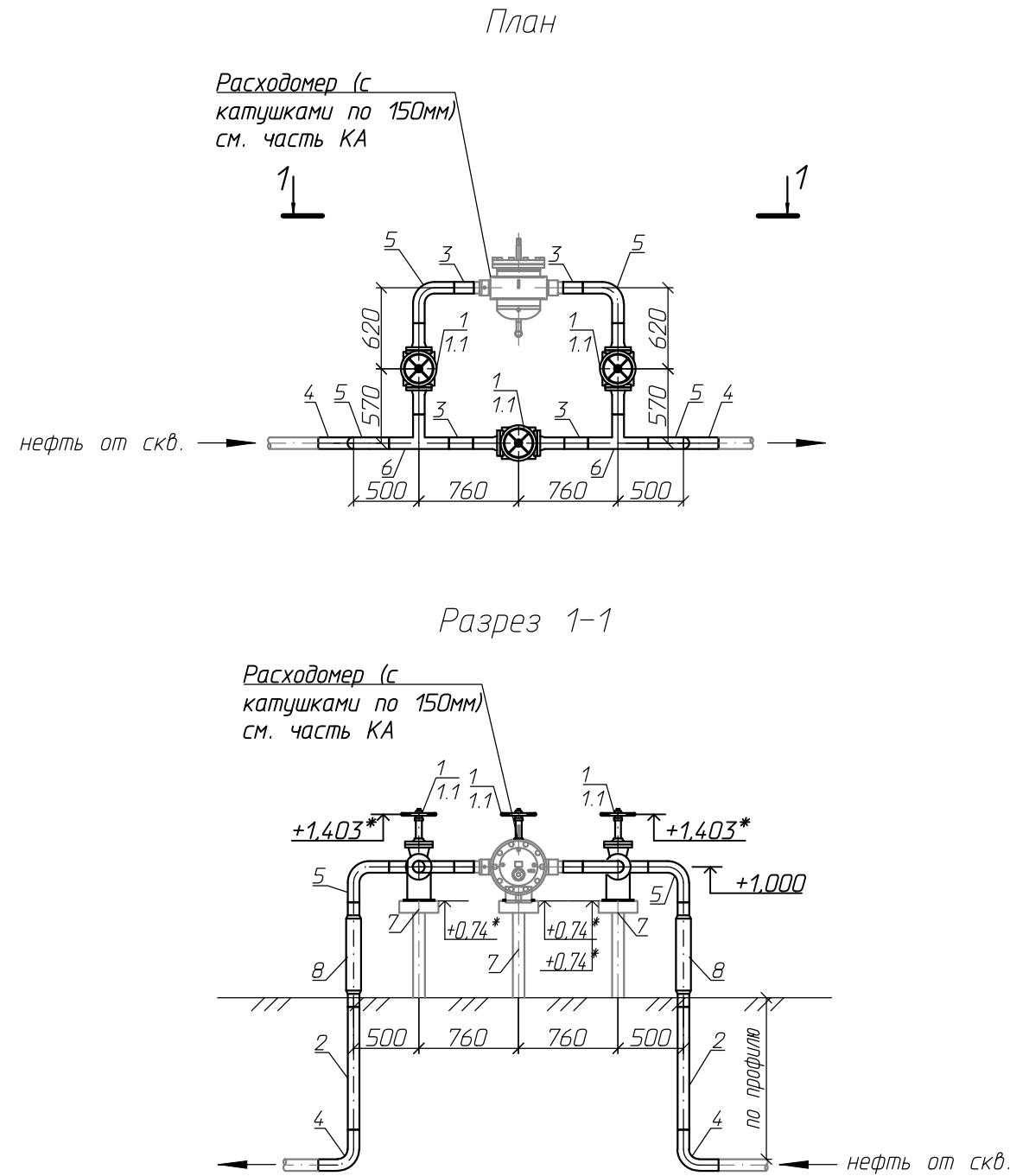
Спецификация представлена на один узел. Всего узлов - 2.

06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г9											
"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"											
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата						
Разраб.		Суркова			10.23						
Разраб.		Кусова			10.23						
Проверил		Новоселова			10.23						
Н. контр.		Салдаева			10.23						
Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв. 3509 куста №3509. Узел обвязки добывающих скважин 3509, 3542. План. Разрез 1-1					<table border="1"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td></td> <td>1</td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П		1
Стадия	Лист	Листов									
П		1									
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"						

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

- Узел обвязки добывающей скважины 3509 расположен на ПК0+00 проектируемой выкидной линии скв. 3509 до т.вр. скв. 3509; узел обвязки добывающей скважины 3542 расположен на ПК0+00 проектируемой выкидной линии скв. 3542 до т.вр. скв. 3542.
- Теплоизоляция условно не показана.
- Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
- Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений 06-04-2НИПИ/2022-1-КР2.
- * - размер уточнить по месту.
- Знаки необходимо покрыть лакокрасочным покрытием в составе: грунтровка, перхлорвиниловая эмаль. Изображение на знак наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного UF-принтера.

Узел измерительной установки от скважин 3509, 3542



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья без КОФ Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	3	44,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80мм, Ру=4,0 МПа	6		
2		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
		89x6	2,0	12,3	
3		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним покрытием			
		89x6	1,0	12,3	
4		Детали из стали с приварными катушками 150 мм с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием Отвод ОКШ 90°-89(6К48)-4,0- 0,5-УХЛ-С-1	2	4,8	вес с катушками
5		Детали из стали с приварными катушками 150 мм с заводским двухслойным внутренним покрытием			
		Отвод ОКШ 90°-89(6К48)-4,0- 0,5-УХЛ-С-1	4	4,8	вес с катушками
6		Тройник ТШ 89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	2	7,5	вес с катушками
7		Опора под задвижку Ду80	3	12,3	
8		Электроизолирующая вставка НЭМС-89-40-800-ХЛ1	2	16,0	

Спецификация представлена на один узел. Всего узлов - 2.

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл

Примечания:

- Узел измерительной установки от скважин 3509, 3542 расположен на ПК0+39,00, ПК0+10,54.
- Теплоизоляция условно не показана.
- Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
- Строительные конструкции опор представлены в части конструктивных решений.
- Надземную часть узла 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.
- * - размер уточнить по месту.

06-04-2НИПИ-2022-1-ТРЗ.Г10

"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения.
2 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Коврижных			10.23	П		1
Разраб.		Кусова			10.23			
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23	Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв. 3509 куста №3509. Узел измерительной установки от скважин 3509, 3542. План. Разрез 1-1		

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Узел подключения от скв. 3542

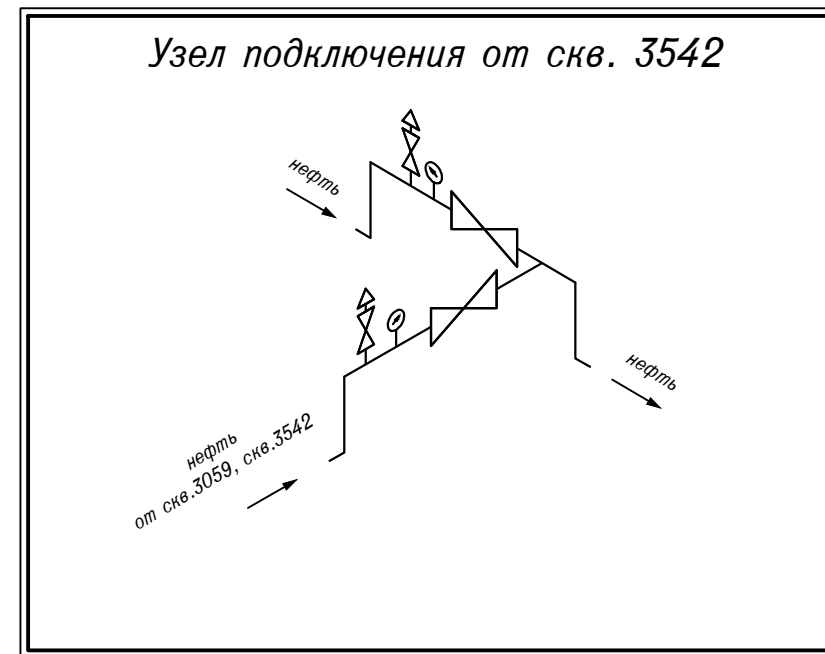
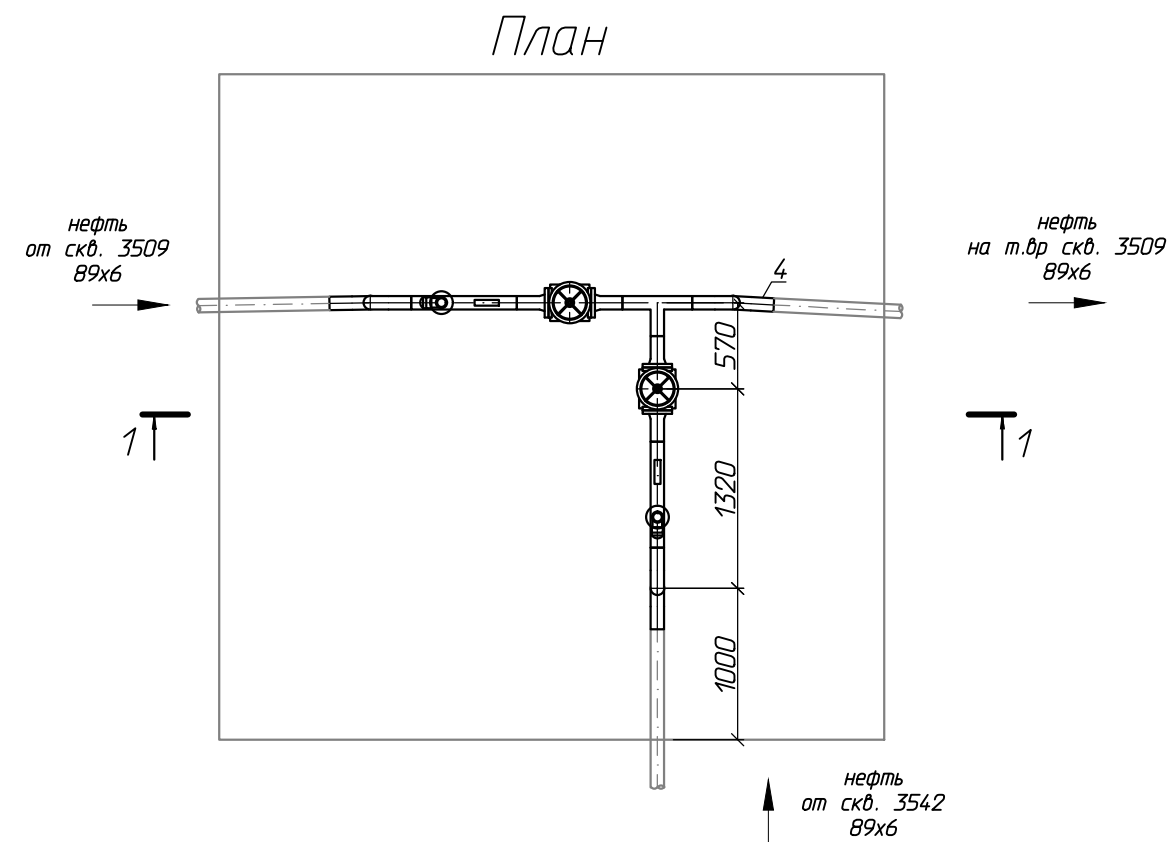
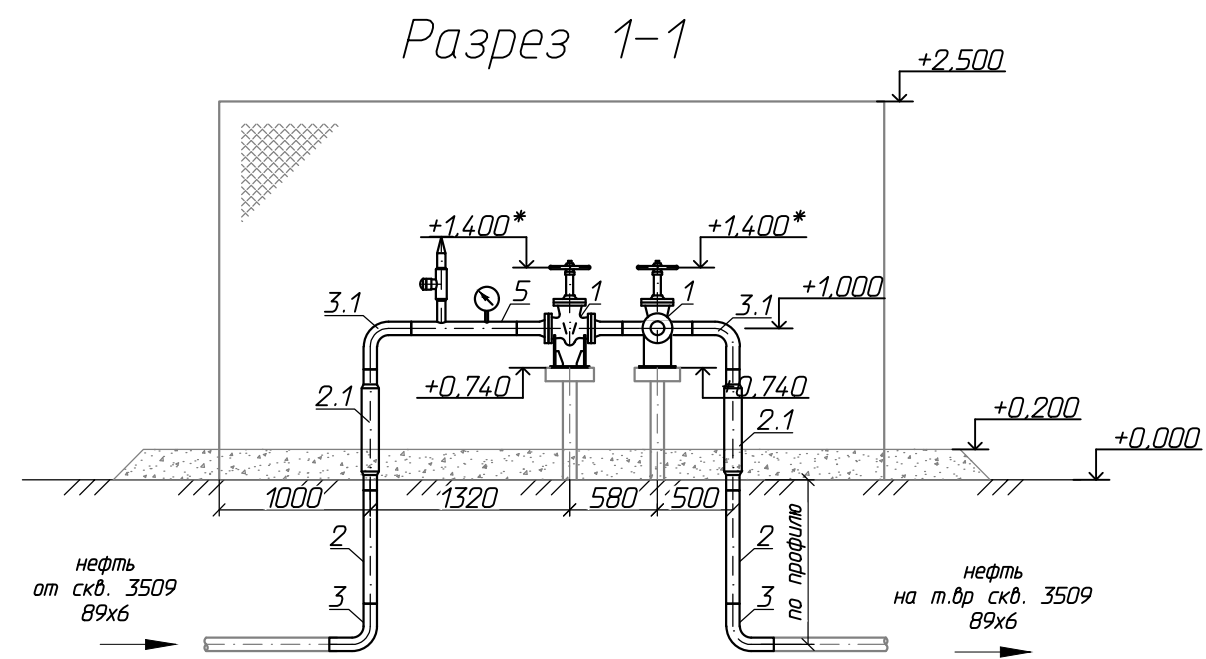


Рис.1 (поз.7)

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья без КОФ, 30лс15нж Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	2	44,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	4		
		Труба стальная бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
2		89x6	3,0	12,3	
2.1		Электроизолирующая вставка НЭМС-89-4,0-800-ХЛ1	3	16,0	
		Детали из стали с приварными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием:			
3		Отвод ОКШ 90°-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	3	4,8	вес с катушками
		Детали из стали с приварными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним покрытием:			
3.1		Отвод ОКШ 90°-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	3	4,8	вес с катушками
4		Тройник ТШ 89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	1	7,5	вес с катушками
5		Спецдеталь Ду80, L=700 мм для установки ВУС, манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	2	12,6	
6		Опора под задвижку Ду80	2	12,3	
7		Пластина 900x600	1	8,47	

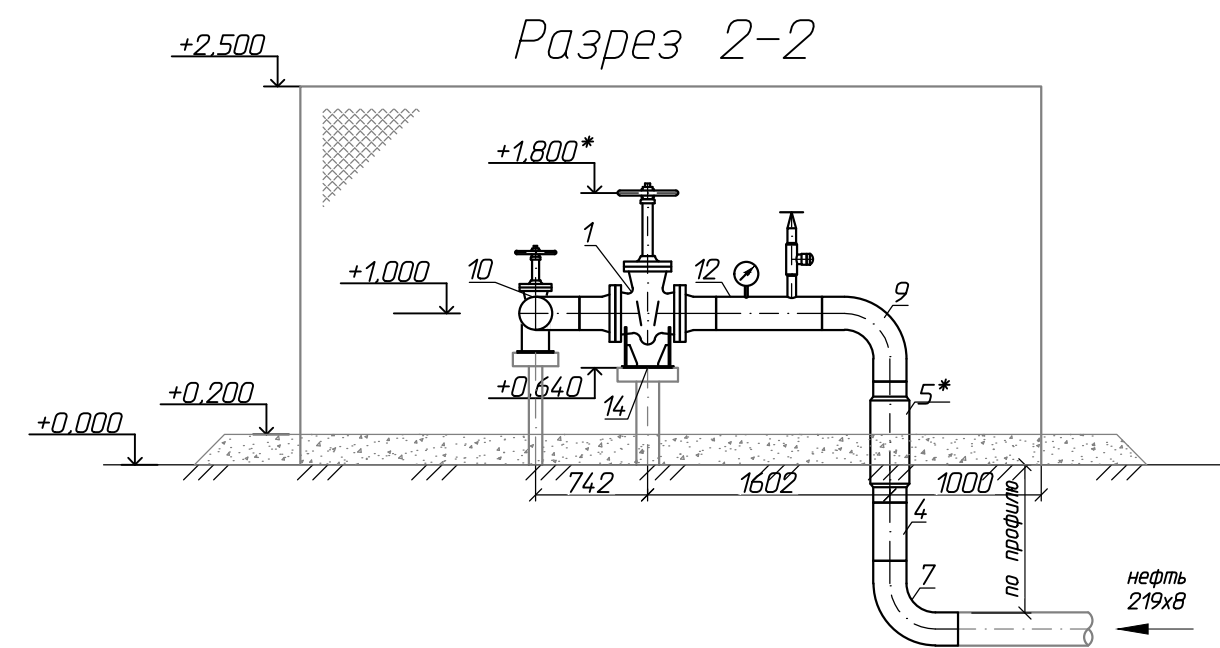
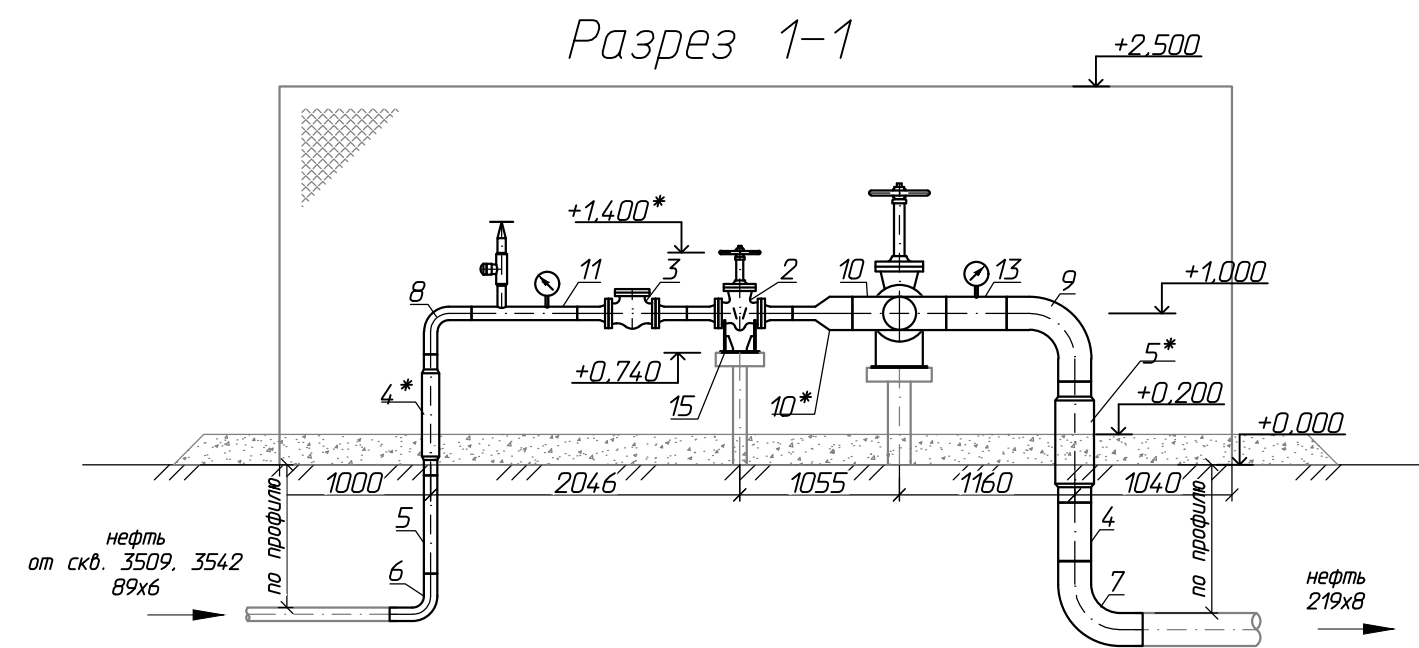
1. Узел подключения от скв.3542 расположен на ПК0+72,77 (ПК7+23,9) проектируемой выкидной линии скв. 3509 до т.вр. скв. 3509.
2. Теплоизоляция условно не показана.
3. Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
4. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
5. Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений 06-04-2НИПИ/2022-1-КР2.
6. * - размер уточнить по месту.
7. Знаки необходимо покрыть лакокрасочным покрытием в составе: грунтровка, перхлорвиниловая эмаль. Изображение на знак наносит методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного UF-принтера.

06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г11

"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Суркова			10.23	П		1
Разраб.		Кусова			10.23			
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23	Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв. 3509 куста №3509. Узел подключения от скв. 3542. План. Разрез 1-1		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Узел подключения к т.вр. скв. 3509



План

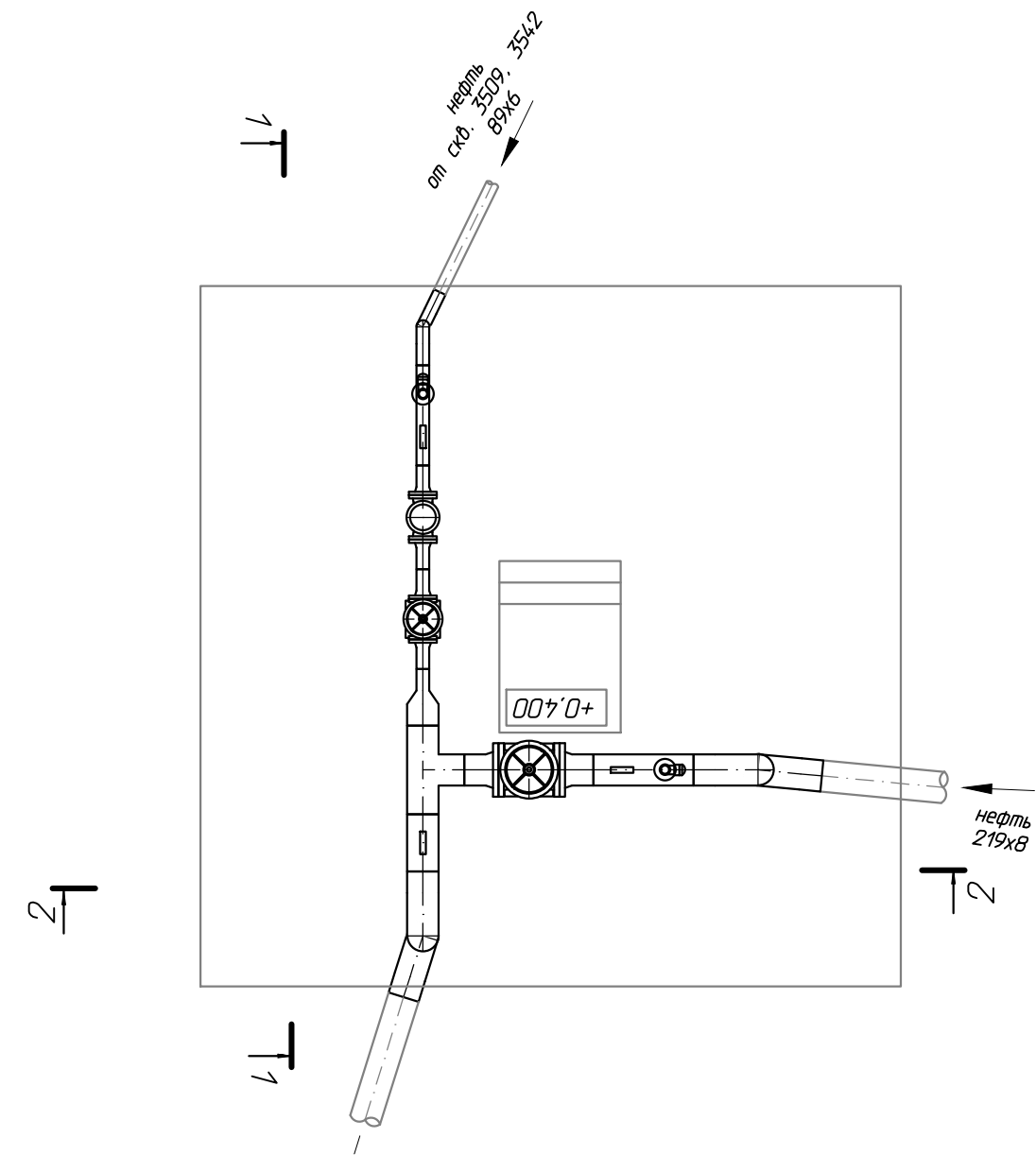
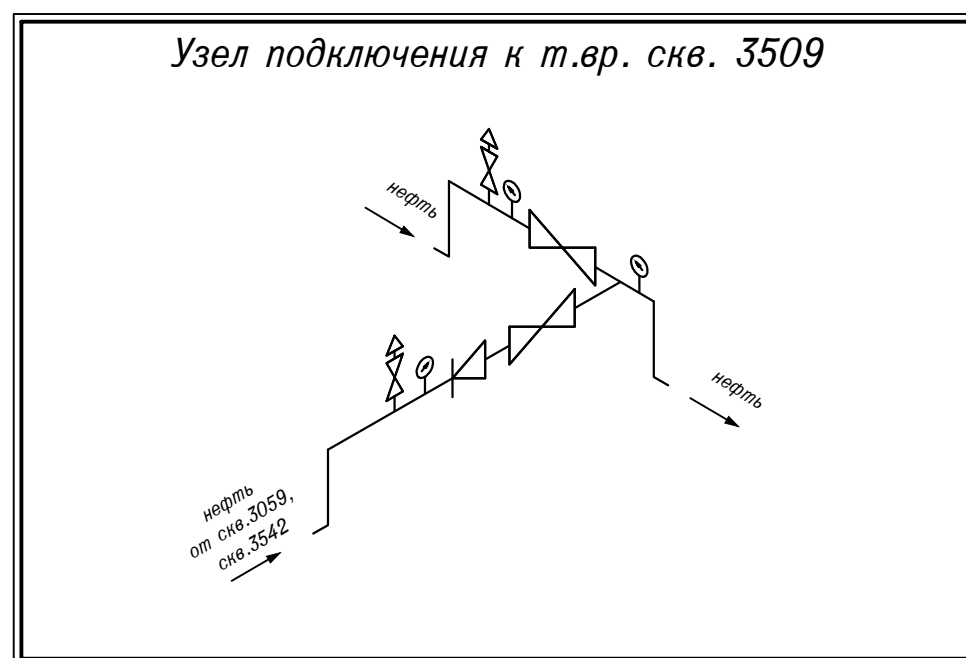


Рис.1 (поз.16)



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
11		Спецдеталь Ду80, L=700 мм для установки ВУС, манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	12.6	
12		Спецдеталь Ду200, L=700 мм для установки ВУС, манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	26.1	
13		Спецдеталь Ду200, L=400 мм для установки манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	13.6	
14		Опора под задвижку Ду200	2	25.7	
15		Опора под задвижку Ду80	1	12.3	
16		Пластина 900x600	1	8.4.7	

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья без КОФ Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа, 30лс15нх	1	222.0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду200 мм, Ру=4,0 МПа	2		
2		Задвижка клиновья без КОФ, Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа 30лс15нх	1	44.0	
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	4		
3		Затвор обратный Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа 19лс53нх	1	41.0	
4		Труба стальная бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	3,0	41.6	
5		89x6	1,3	12,3	
4*		Электроизолирующая вставка НЭМС-89-40-800-ХЛ1	1	16,0	
5*		Электроизолирующая вставка НЭМС-219-40-800-ХЛ1	2	66,0	
6		Отвод ОКШ 90°-К-150-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	1	4,8	вес с катушками
7		Отвод ОКШ 90°-К-150-219(8К48)-4,0-0,5-1,5DN-ХЛ	2	28,3	вес с катушками
8		Отвод ОКШ 90°-К-150-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	1	4,8	вес с катушками
9		Отвод ОКШ 90°-К-150-219(8К48)-4,0-0,5-1,5DN-ХЛ	2	28,3	вес с катушками
10		Тройник ТШР-ЗК-150-219(8К48)-4,0-0,5-ХЛ	1	26,3	вес с катушками
10*		Переход ПШК-219(8К48)х89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	1	10,0	вес с катушками

- Узел подключения к т.вр. скв.3509 расположен на ПК20+37.27 проектируемой выкидной линии скв. 3509 до т.вр. скв. 3509.
- Теплоизоляция условно не показана.
- Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
- Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений 06-04-2НИПИ/2022-1-КР2.
- * - размер уточнить по месту.
- Знаки необходимо покрыть лакокрасочным покрытием в составе: грунтровка, перхлорвиниловая эмаль. Изображение на знак наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечного УФ-принтера.

06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г12

"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Суркова			10.23	П		1
Разраб.		Кусова			10.23			
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23			

Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв. 3509 куста №3509. Узел подключения к т.вр. скв. 3059. План. Разрезы 1-1, 2-2

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Согласовано

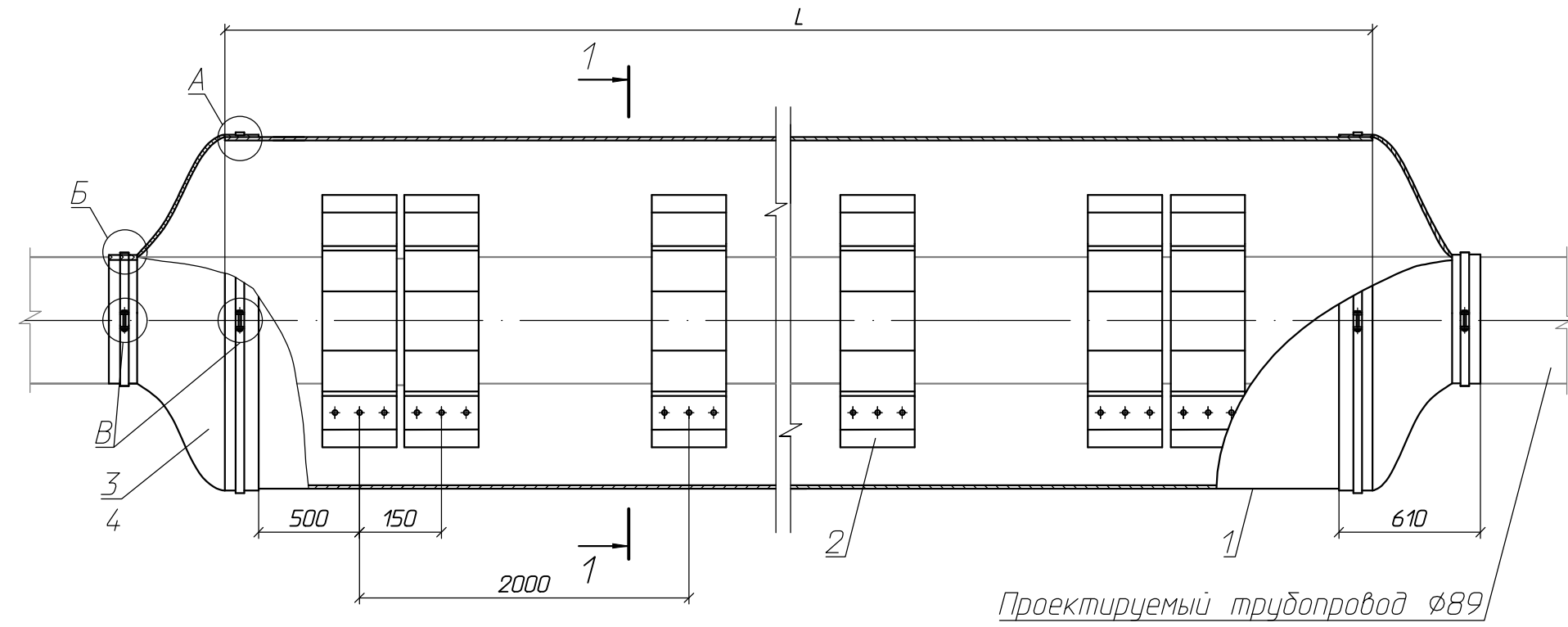
Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл

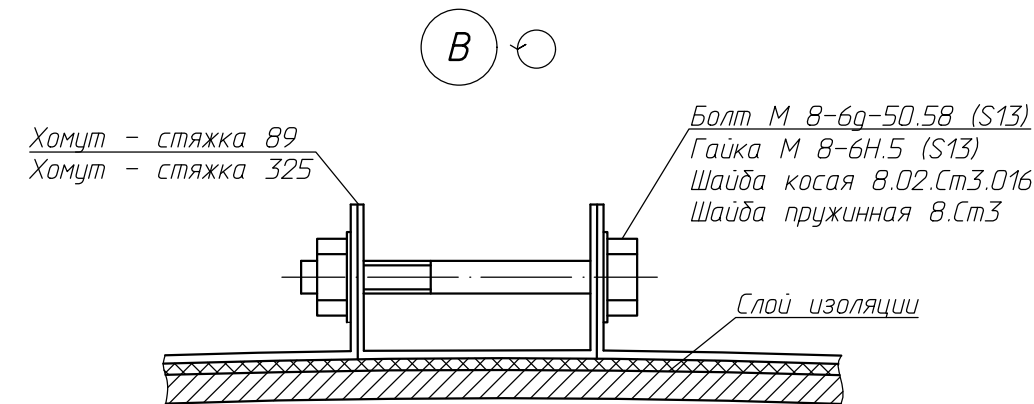
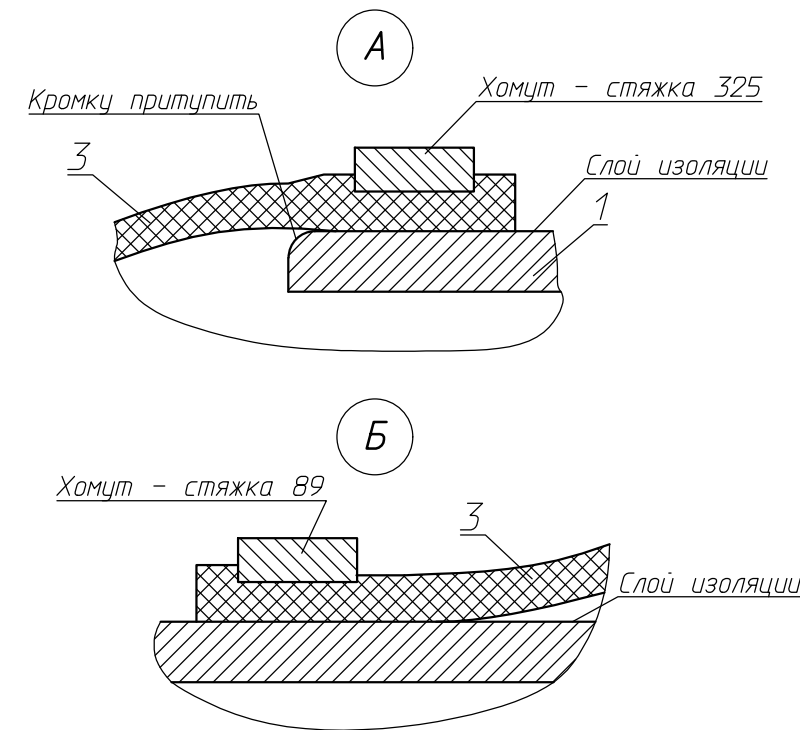
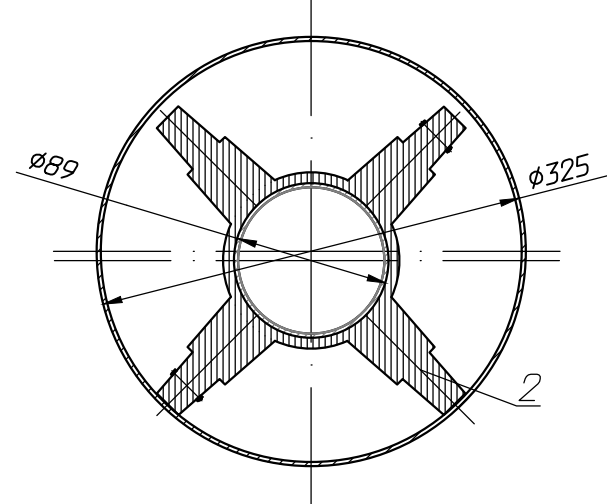
Конструкция подземного защитного кожуха Ду300

Общий вид



Проектируемый трубопровод $\phi 89$

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	Труба 325x10	Труба стальная электросварная прямошовная с заводским трехслойным покрытием	52	77.7	м
2		Кольцо диэлектрическое полиуретановое	31	-	комплект
3		Укрытие защитное манжет герметизирующее	4	-	комплект
4		Манжета защитная герметизирующая в комплекте со стяжными хомутами и метизами	2	-	комплект

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

Параметры защитных кожухов

Название дороги (коммуникации)	Параметры проектируемого кожуха			
	L, м	Границы кожуха	Кол. колец спейсеров, шт.	Тип покрытия
Наименование трассы				
Технологический проезд ПК0+32,22	23	ПК0+20,72-ПК0+43,72	14	Заводское изоляционное покрытие
Внутрипромысловая а/д ПК19+97,38	29	ПК19+82,88-ПК20+11,88	17	Заводское изоляционное покрытие

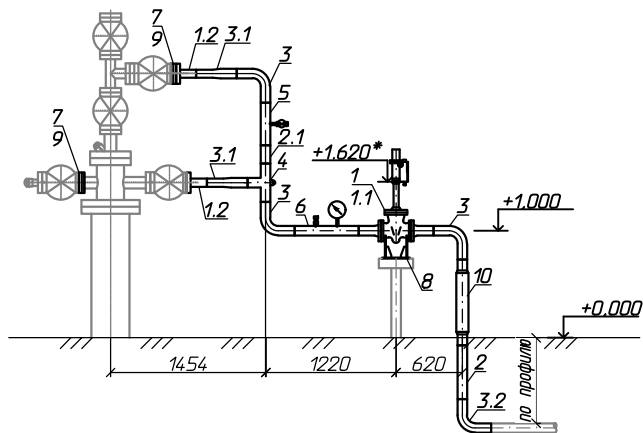
06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г13

"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"

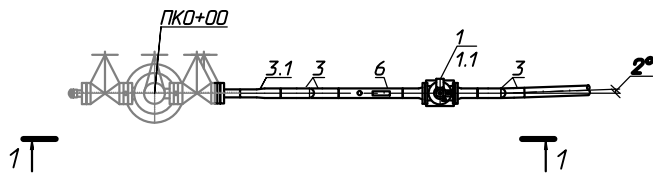
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Суркова			10.23	П		1
Разраб.		Кусова			10.23			
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23	Выкидная линия скв. 3509 от т.вр. скв. 3509 куста №3509. Конструкция подземного защитного кожуха Ду300. Общий вид. Разрез 1-1		

Узел обвязки добывающей скважины 3578

Разрез 1-1



План



1. Узел обвязки добывающей скважины 3578 расположен на ПКО+00 проектируемой выкидной линии скв. 3578 до т.вр. скв. 3578.
2. Теплоизоляция условно не показана.
3. Сварные стыки подземной части узла изолировать термусаживающимися манжетами.
4. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной биметаллической втулки.
5. Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений 06-04-2НИПИ/2022-1-КР2.
6. * - размер уточнить по месту.
7. Знаки необходимо покрыть лакокрасочным покрытием в составе: грунтотка, перхлорвиниловая эмаль. Изображение на знак наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного УФ-принтера.

Спецификация

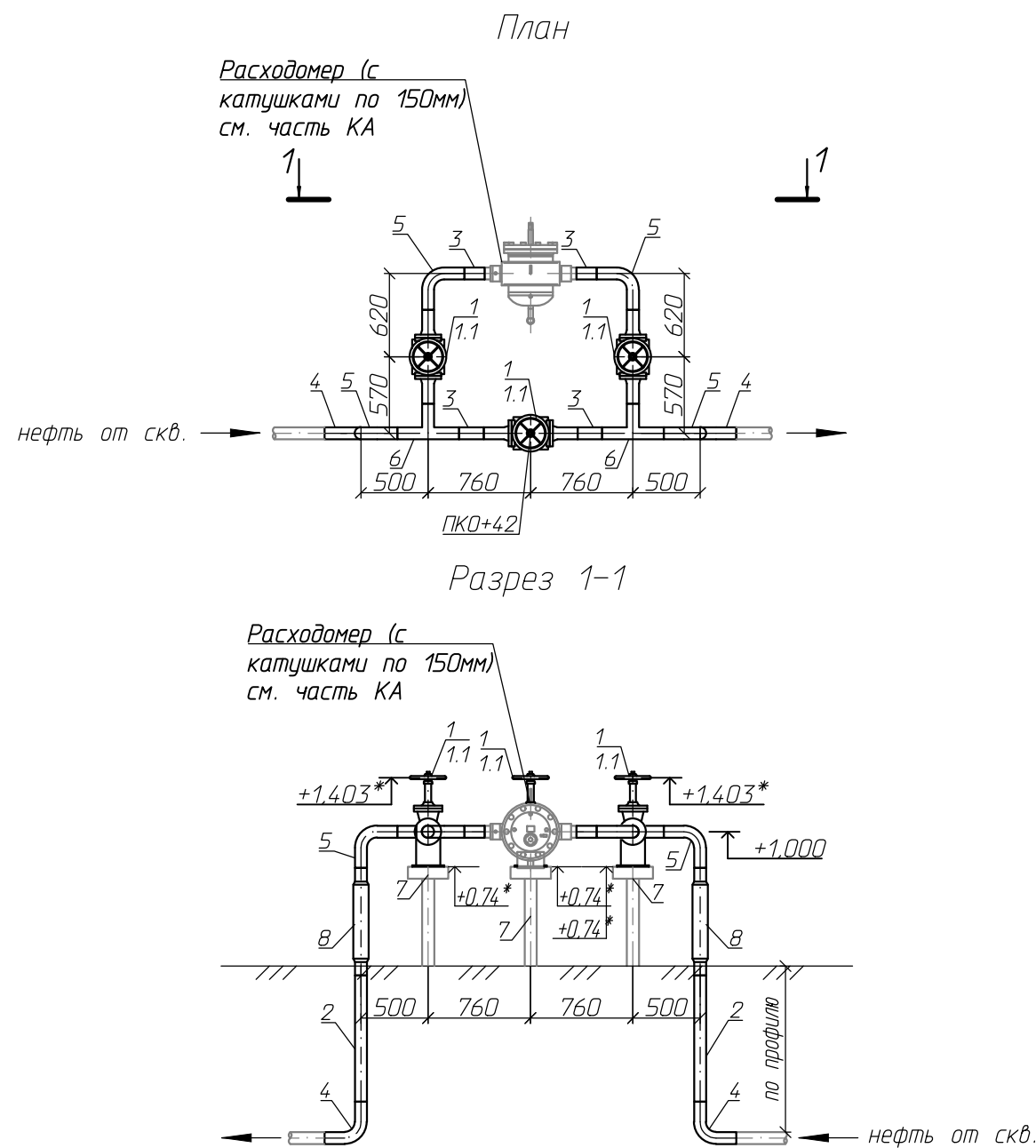
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка электроприводная без КОФ 30лс915нж, Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	1	44,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	2		
1.2		Спецдеталь для ЗРА Ду 65 мм, Ру=4,0 МПа	2		
2		Труба стальная бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	2,0	12,3	
2.1		Труба стальная бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним покрытием	1,0	12,3	
3		Отвод ОКШ90°-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	3	6,0	вес с катушками
3.1		Переход ПШК89(6К48)х76(5К48)-4,0-0,75-УХЛ-С-1	2	3,0	вес с катушками
3.2		Отвод ОКШ90°-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	1	6,0	вес с катушками
4		Обратный клапан тройниковый приварными катушками 150мм	1	-	
5		Спецдеталь Ду80, L=400 мм для установки вентиля проработанного с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
6		Спецдеталь Ду80, L=600 мм для установки манометра, датчика давления с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
7		Закладная конструкция для установки датчика давления	2	-	
8		Опора под задвижку Ду80	1	12,3	
9		Инструментальный фланец	2	-	
10		Электроизолирующая вставка НЭМС-89-40-800-ХЛ1	1	16,0	

06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г14

"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Суркова			10.23	П	7	1
Разраб.		Кусова			10.23			
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23	Выкидная линия скв. 3578 до т.вр. скв. 3578 куста №3623. Узел обвязки добывающей скважины 3578. План. Разрез 1-1		

Узел измерительной установки от скважины 3578



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья без КОФ Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	3	44,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80мм, Ру=4,0 МПа	6		
2		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	2,0	12,3	
3		Труба бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним покрытием	1,0	12,3	
4		Детали из стали с приварными катушками 150 мм с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием Отвод ОКШ90°-89(6К48)- 4,0-0,5-УХЛ-С-1	2	6,0	вес с катушками
5		Детали из стали с приварными катушками 150 мм с заводским двухслойным внутренним покрытием	4	6,0	вес с катушками
6		Отвод ОКШ90°-89(6К48)- 4,0-0,5-УХЛ-С-1	2	7,5	вес с катушками
7		Тройник ТШ 89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	3	12,3	
8		Опора под задвижку Ду80	2	16,0	

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл

Примечания:

- Узел измерительной установки от скважины 3578 расположен на ПК0+42
- Теплоизоляция условно не показана.
- Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
- Строительные конструкции опор представлены в части конструктивных решений.
- Надземную часть узла 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.
- * - размер уточнить по месту.

06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г15

"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения.
2 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Коврижных			10.23	П		1
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23			

Выкидная линия скв. 3578 до т.вр. скв. 3578 куста №3623. Узел измерительной установки от скважины 3578. План. Разрез 1-1

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Узел подключения к т.вр. скв. 3578

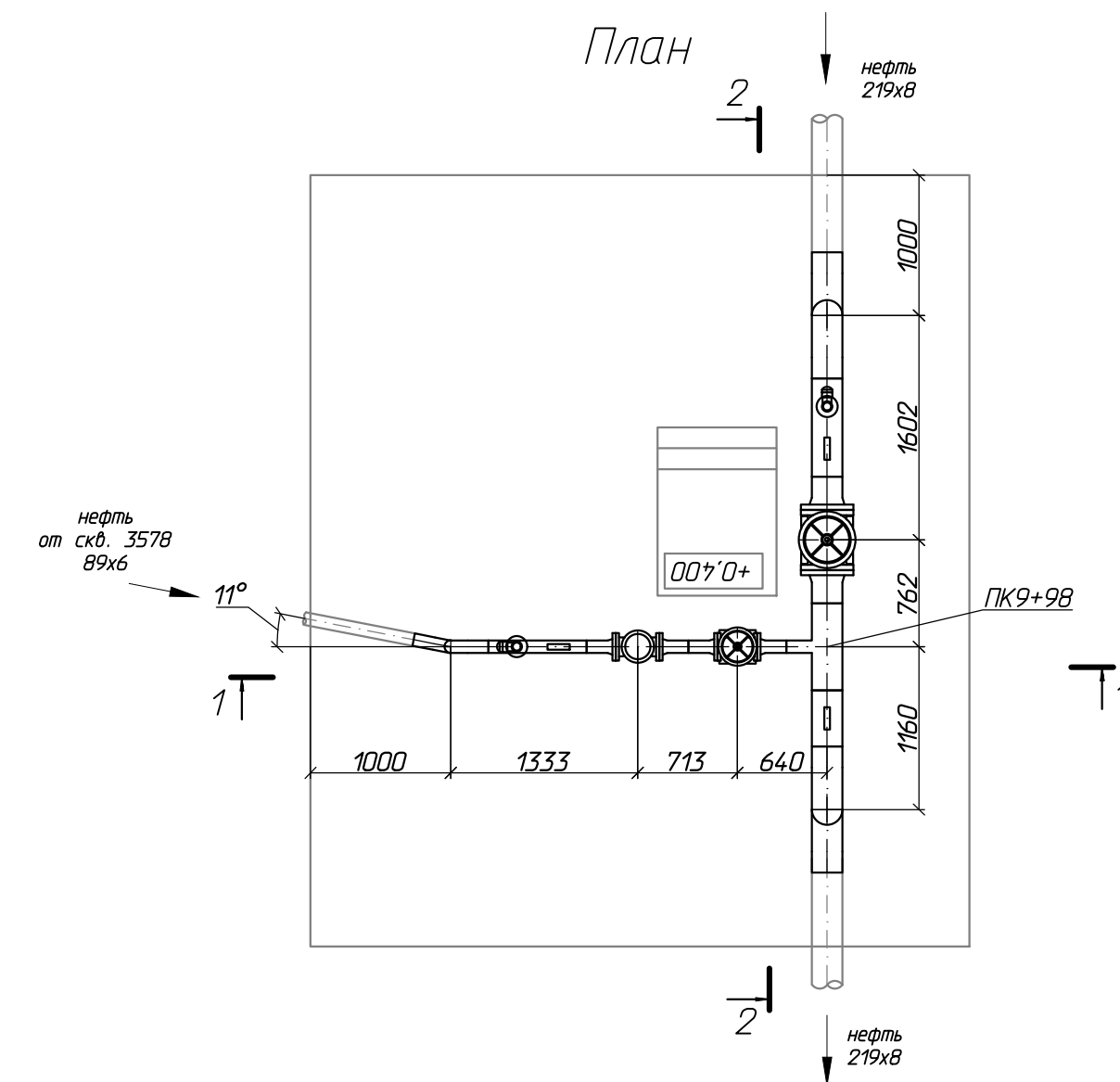
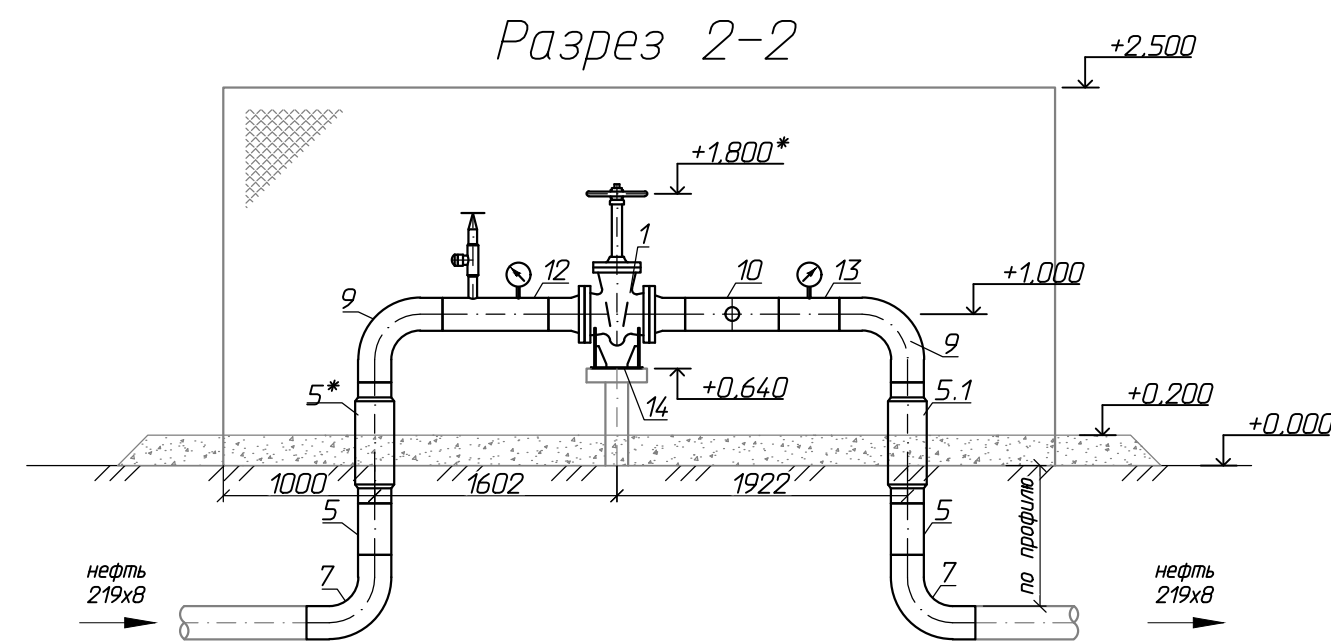
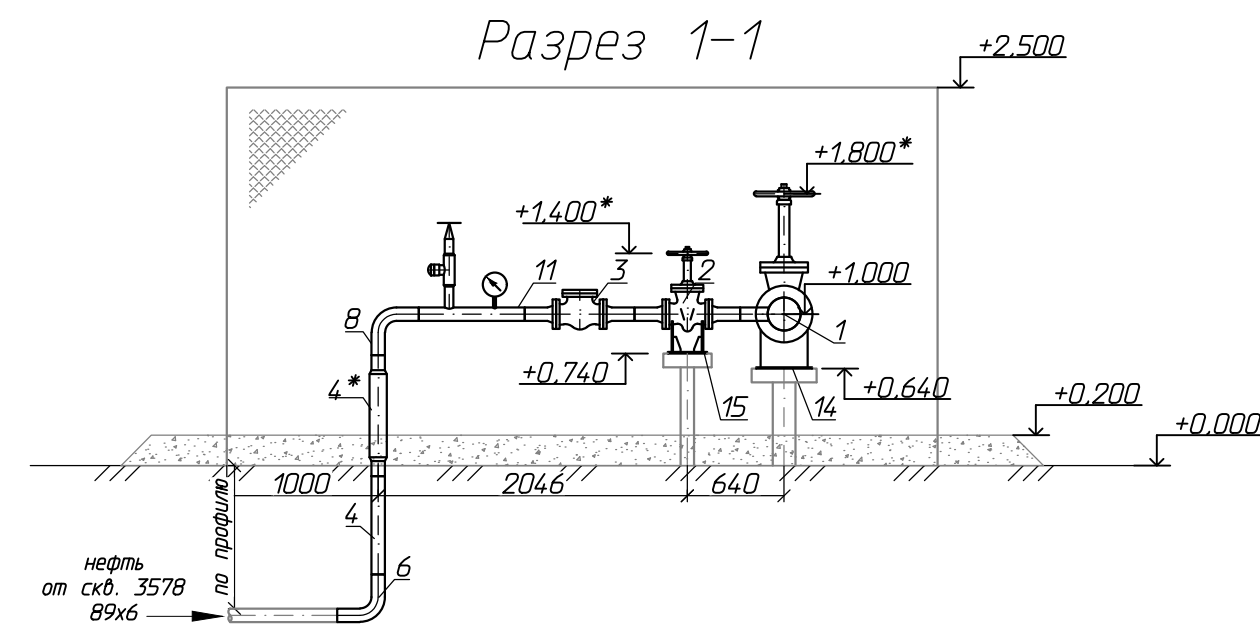


Рис.1 (поз.16)



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
11		Спецдеталь Ду80, L=700 мм для установки ВУС, манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	12.6	
12		Спецдеталь Ду200, L=700 мм для установки ВУС, манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	26.1	
13		Спецдеталь Ду200, L=400 мм для установки манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	13.6	
14		Опора под задвижку Ду200	1	25.7	
15		Опора под задвижку Ду80	1	12.3	
16		Пластина 900x600	1	8.4.7	

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья без КОФ Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа, 30лс15нх	1	222.0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду200 мм, Ру=4,0 МПа	2		
2		Задвижка клиновья без КОФ, Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа 30лс15нх	1	44.0	
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	4		
3		Затвор обратный, 19лс53нх Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	1	41.0	
4		Труба стальная бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	2.0	12.3	
5		219x8	2.0	31.6	
4*		Электроизолирующая вставка НЭМС-89-40-800-ХЛ1	1	16.0	
5*		Электроизолирующая вставка НЭМС-219-40-800-ХЛ1	2	66.0	
		Детали из стали с приварными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием:			
6		Отвод ОКШ 90°-К-150-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	1	6.0	вес с катушками
7		Отвод ОКШ 90°-К-150-219(8К48)-4,0-0,5-1,5DN-ХЛ	2	29.2	вес с катушками
		Детали из стали с приварными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним покрытием:			
8		Отвод ОКШ 90°-К-150-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	1	6.0	вес с катушками
9		Отвод ОКШ 90°-К-150-219(8К48)-4,0-0,5-1,5DN-ХЛ	2	29.2	вес с катушками
10		Тройник ТШР-3К-150-219(8К48)x 89(6К48)-4,0-0,5-ХЛ	1	24.4	вес с катушками

1. Узел подключения к т.вр. скв.3578 расположен на ПК9+98 проектируемой выкидной линии скв. 3578 до т.вр. скв. 3578.
2. Теплоизоляция условно не показана.
3. Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
4. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
5. Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений 06-04-2НИПИ/2022-1-КР2.
6. * - размер уточнить по месту.
7. Знаки необходимо покрыть лакокрасочным покрытием в составе: грунтровка, перхлорвиниловая эмаль. Изображение на знак наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечного UF-принтера.

06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г16

"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Суркова			10.23	П	1	1
Разраб.		Кусова			10.23			
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23			

Выкидная линия скв.3578 до т.вр. скв.3578 куста №3623. Узел подключения к т.вр. скв. 3578. План. Разрезы 1-1, 2-2

Согласовано

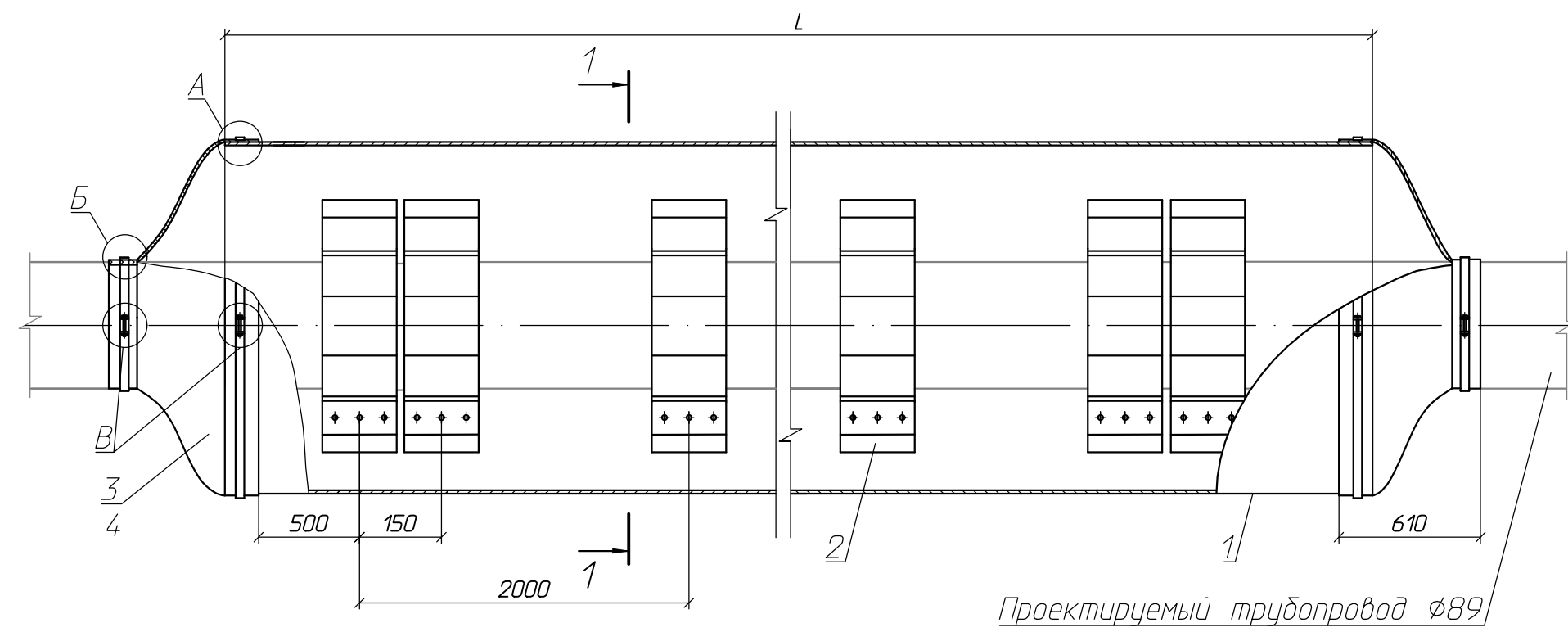
Взам. инв.№

Подпись и дата

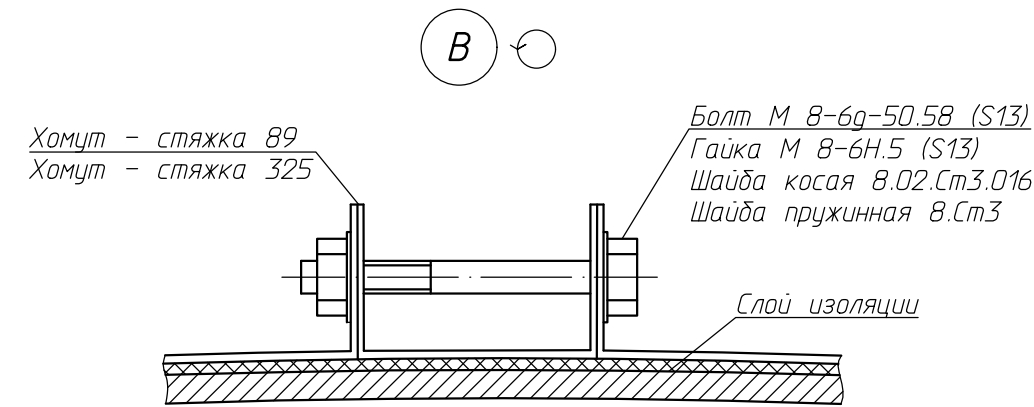
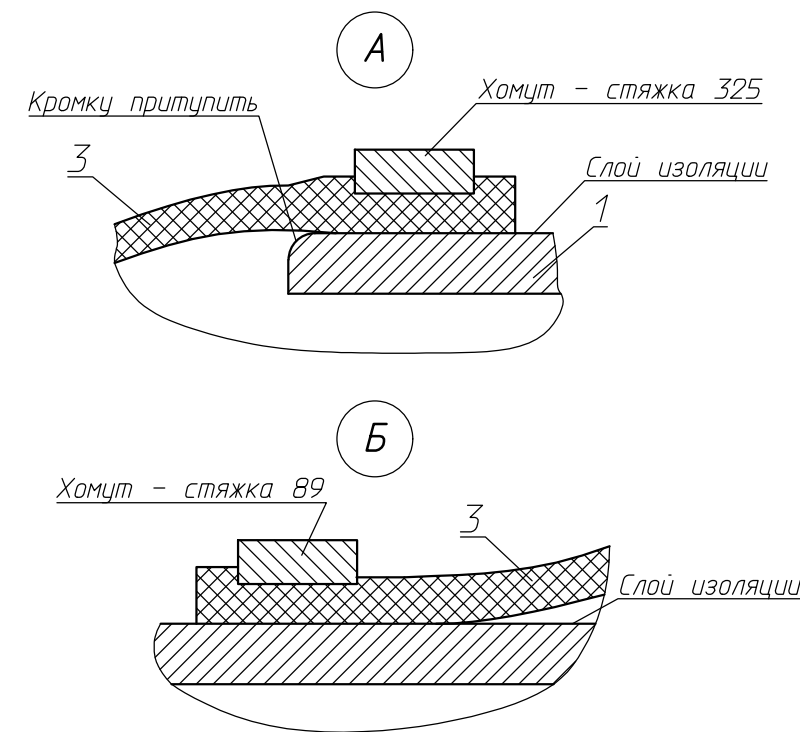
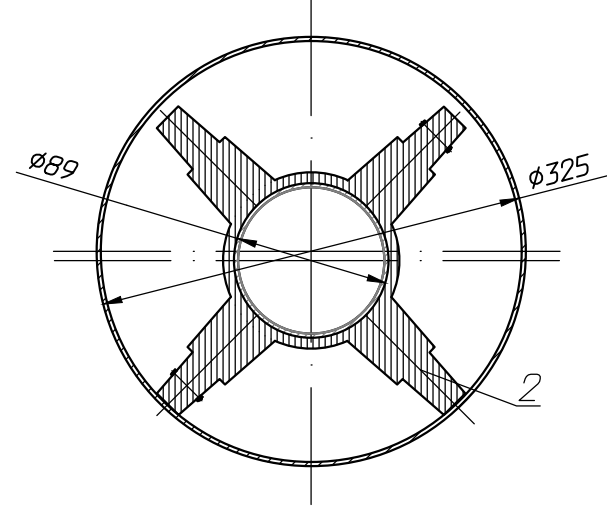
Инв.№ подл.

Конструкция подземного защитного кожуха Ду300

Общий вид



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	Труба 325x10	Труба стальная электросварная прямошовная с заводским трехслойным покрытием	40	77.7	м
2		Кольцо диэлектрическое полиуретановое 89	25	-	комплект
3		Укрытие защитное манжет герметизирующее	4	-	комплект
4		Манжета защитная герметизирующая в комплекте со стяжными хомутами и метизами	2	-	комплект

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

Параметры защитных кожухов

Название дороги (коммуникации)	Параметры проектируемого кожуха			
	L, м	Границы кожуха	Кол. колец спейсеров, шт.	Тип покрытия
Наименование трассы				
Автоподъезд к площадке "стоянка пожарной"	17	ПК0+75,4-ПК0+92,4	11	Заводское изоляционное покрытие
Внутрипромысловая а/д	23	ПК9+58,64-ПК9+81,64	14	Заводское изоляционное покрытие

06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г17

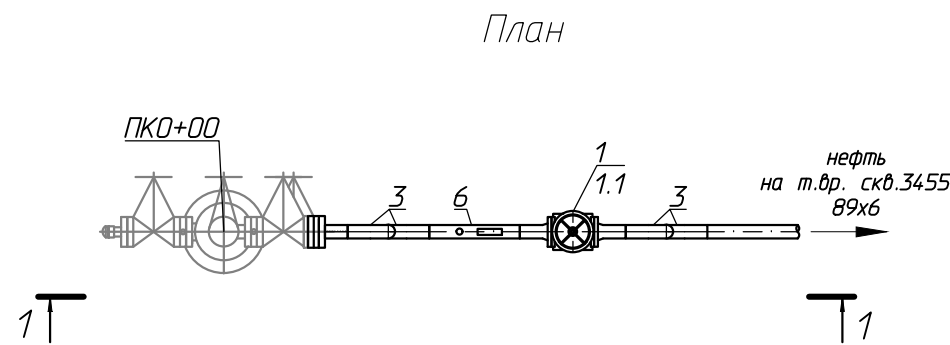
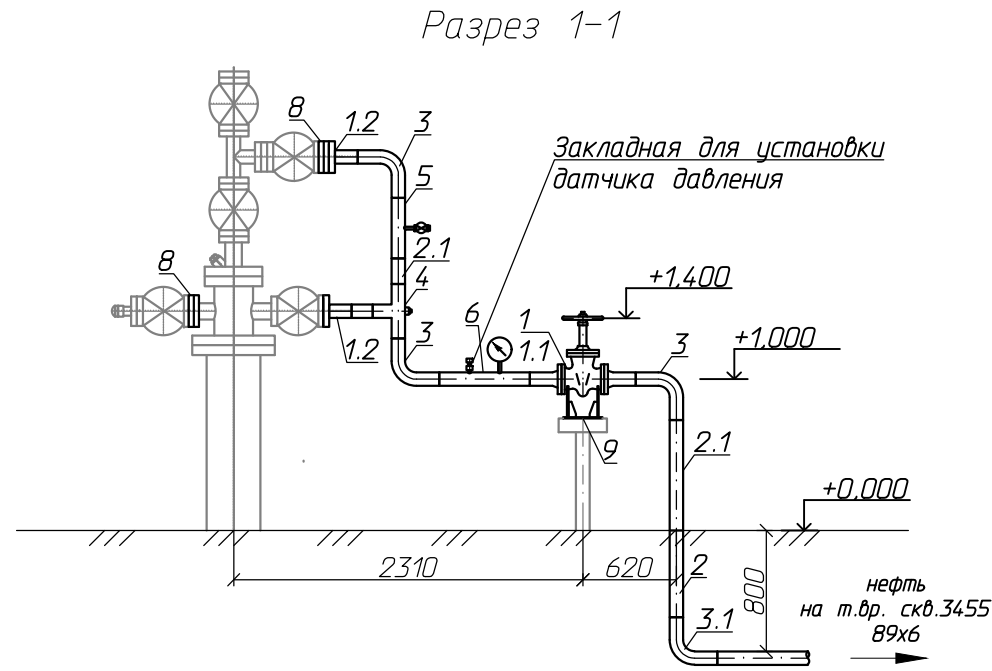
"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Суркова			10.23	П		1
Разраб.		Кусова			10.23			
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23			

Выкидная линия скв.3578 до т.вр. скв.3578 куста №3623. Конструкция подземного защитного кожуха Ду300. Общий вид. Разрез 1-1

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Узел обвязки добывающей скважины 3455



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновая без КОФ, 30лс15нж Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	1	44,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	2		
1.2		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	2		
2		Труба стальная бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием 89x6	0,6	12,3	
2.1		Труба стальная бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним покрытием 89x6	1,05	12,3	
3		Отвод ОКШ 90°-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1 Детали из стали с приварными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	3	4,8	вес с катушками
3.1		Отвод ОКШ 90°-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	1	4,8	вес с катушками
4		Обратный клапан тройниковый приварными катушками 150мм	1	-	
5		Спецдеталь Ду80, L=400 мм для установки вентиля проботборного с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
6		Спецдеталь Ду80, L=600 мм для установки манометра, датчика давления с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
7		Закладная конструкция для установки датчика давления	2	-	
8		Опора под задвижку Ду80	1	12,3	
9		Инструментальный фланец	2	-	

1. Узел обвязки добывающей скважины 3455 расположен на ПК0+00 проектируемой выкидной линии скв. 3455 до т.вр. скв. 3455.
2. Теплоизоляция условно не показана.
3. Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
4. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной биметаллической втулки.
5. Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений 06-04-2НИПИ/2022-1-КР2.
6. * - размер уточнить по месту.
7. Знаки необходимо покрыть лакокрасочным покрытием в составе: грунтовка, перхлорвиниловая эмаль. Изображение на знак наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного UF-принтера.

06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г18

"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Суркова			10.23	П		1
Разраб.		Кусова			10.23			
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23	Выкидная линия скв. 3455 до т.вр. скв. 3455 куста №3340. Узел обвязки добывающей скважины 3455. План. Разрез 1-1		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Узел подключения к измерительной установке от скв.3455

Разрез 1-1

Разрез 2-2

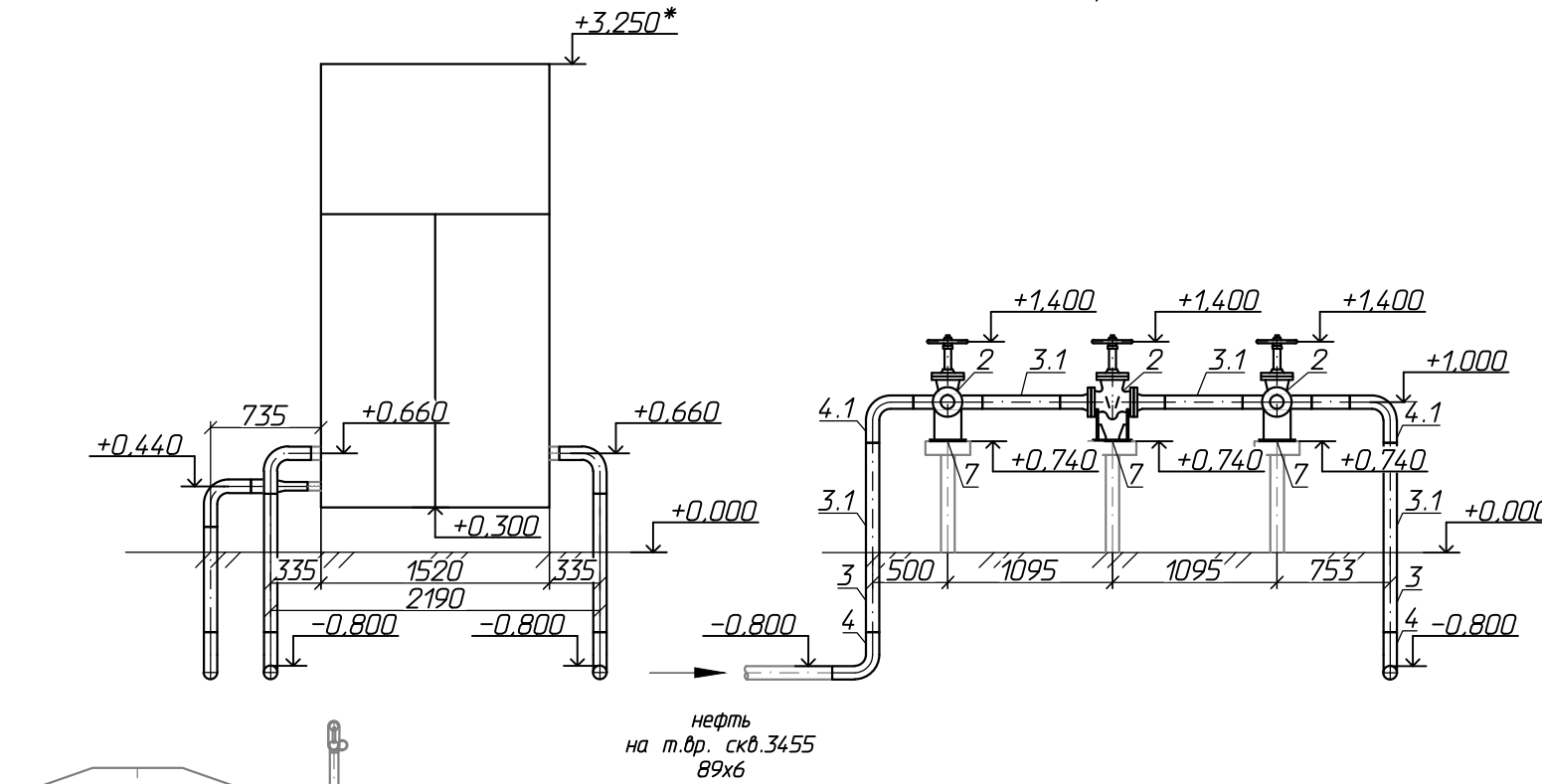
Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Измерительная установка Циклон 120-4.0	1	2370.0	
2		Задвижка клиновья без КОФ, Ду 80 мм, Ру=4.0 МПа	3	44.0	
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4.0 МПа	6		
3		Труба стальная бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
3		89x6	12.0	12.3	
3.1		Труба стальная бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним покрытием			
3.1		89x6	4.0	12.3	
4		Детали из стали с приварными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием:			
4		Отвод ОКШ 90°-89(6К48)-4.0-0.5-УХЛ-С-1	9	4.8	вес с катушками
4.1		Детали из стали с приварными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним покрытием:			
4.1		Отвод ОКШ 90°-89(6К48)-4.0-0.5-УХЛ-С-1	5	4.8	вес с катушками
5		Переход ПШК-89(6К48)x57(4К48)-4.0-0.5-УХЛ-С-1	1	2.6	вес с катушками
6		Тройник ТШ 89(6К48)-4.0-0.5-УХЛ-С-1	2	5.7	вес с катушками
7		Опора под задвижку Ду80	3	12.3	

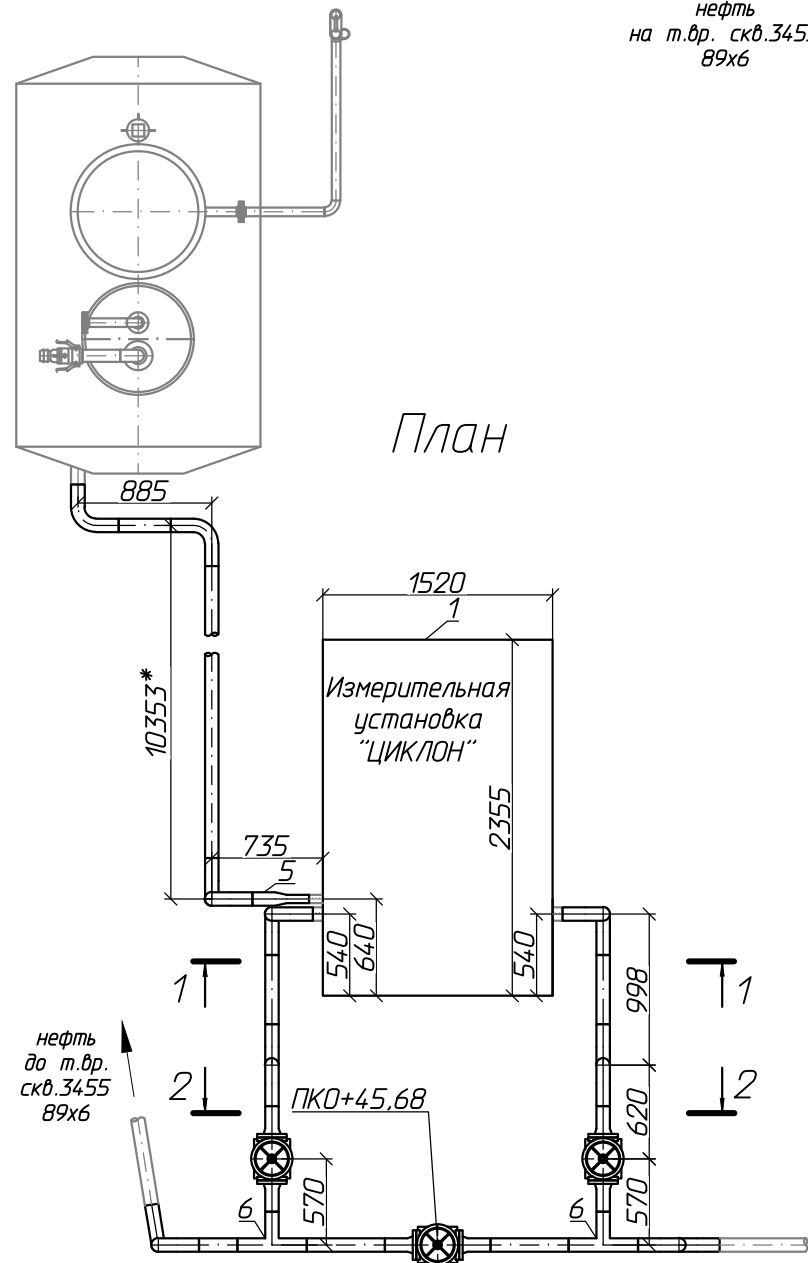
- Узел подключения к измерительной установке от скв.3455 расположен на ПК0+45.68 проектируемой выкидной линии скв. 3455 до т.вр. скв. 3455.
- Теплоизоляция условно не показана.
- Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
- Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений 06-04-2НИПИ/2022-1-КР2.
- * - размер уточнить по месту.
- Знаки необходимо покрыть лакокрасочным покрытием в составе: грунтровка, перхлорвиниловая эмаль. Изображение на знак наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного UF-принтера.

06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г19					
"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Суркова			10.23
Проверил		Новоселова			10.23
Н. контр.		Салдаева			10.23
				Стадия	Лист
				П	1
				Выкидная линия скв. 3455 до т.вр. скв. 3455 куста №3340. Узел подключения к измерительной установке от скв.3455. План. Разрезы 1-1, 2-2	
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

Формат А3



нефть на т.вр. скв.3455 89x6



План

нефть до т.вр. скв.3455 89x6

нефть от скв.3455 89x6

Согласовано

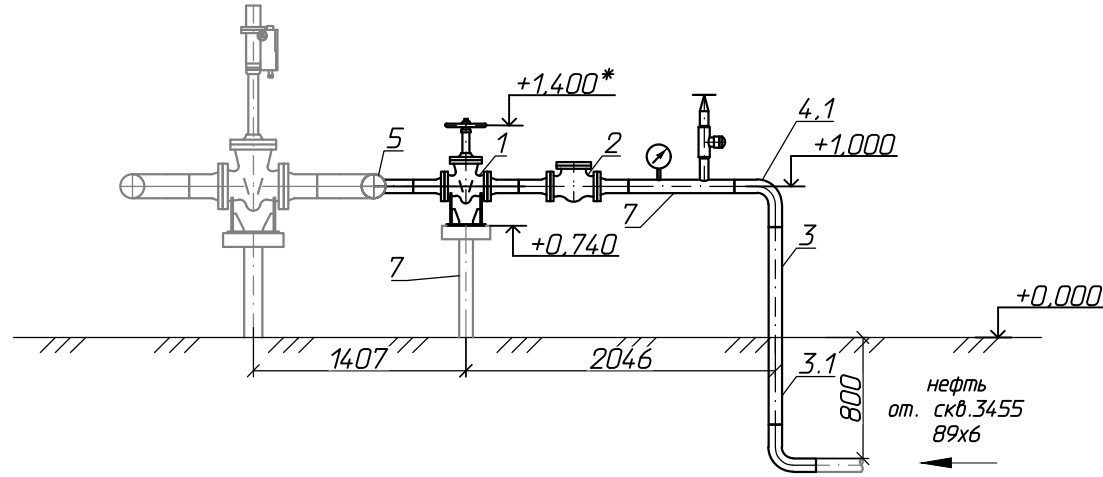
Взам. инв.№

Подпись и дата

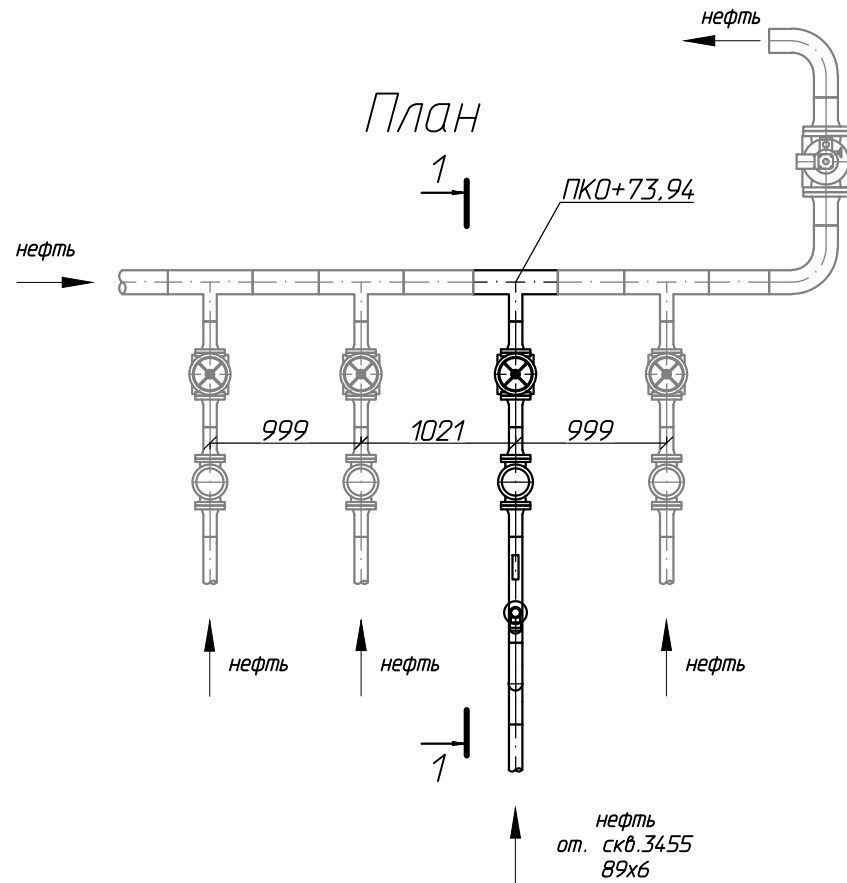
Инв.№ подл

Узел подключения к существующей гребенке

Разрез 1-1



План



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья, 30лс15нж без КОФ, Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	1	44,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	4		
2		Затвор обратный, 19лс53нж Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	1	41,0	
3		Труба стальная бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
3		89x6	0,6	12,3	
3.1		Труба стальная из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним покрытием			
3.1		89x6	0,8	12,3	
4		Детали из стали с приварными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием:			
4		Отвод ОКШ90°-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	1	4,8	вес с катушками
4.1		Детали из стали с приварными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним покрытием:			
4.1		Отвод ОКШ 90°-К-150-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	1	4,8	вес с катушками
5		Тройник ТШР-3К-150-159(6К48)x89(6К48)-4,0-0,5-ХЛ	1	15,3	вес с катушками
6		Спецдеталь Ду80, L=700 мм для установки ВУС, манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	12,6	
7		Опора под задвижку Ду80	1	12,3	

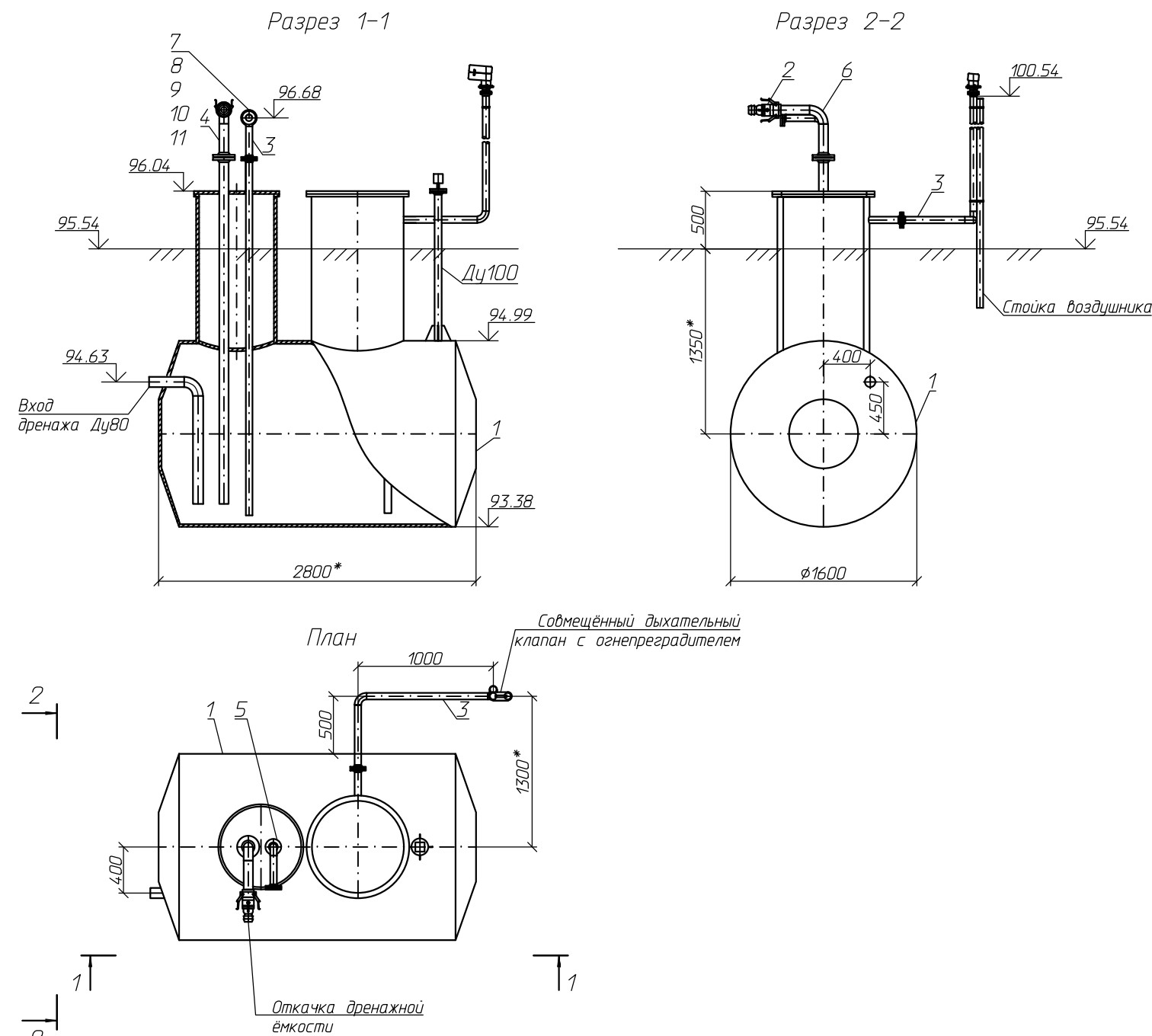
- Узел подключения существующей к гребенке расположен на ПК0+73,94 проектируемой выкидной линии скв. 3455 до т.вр. скв. 3455.
- Теплоизоляция условно не показана.
- Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной биметаллической втулки.
- Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений 06-04-2НИПИ/2022-1-КР2.
- * - размер уточнить по месту.
- Знаки необходимо покрыть лакокрасочным покрытием в составе: грунтовка, перхлорвиниловая эмаль. Изображение на знак наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного УФ-принтера.

06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г20

"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения.
2 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.				Суркова	10.23	П		1
Проверил				Новоселова	10.23			
Н. контр.				Салдаева	10.23	Выкидная линия скв. 3455 до т.вр. скв. 3455 куста №3340. Узел подключения существующей к гребенке. План. Разрезы 1-1, 2-2		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Дренажная емкость V=5 м³



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Ёмкость подземная дренажная V=5 м³ ЕП-5-1600-1050-3 в комплекте с клапаном дыхательным механическим со встроенным огнепреградителем	1	2300	
2		Муфта "Сухого разъёма"	1	13	
3		Труба стальная бесшовная 57x4	7.0	5.2	м
4		Труба стальная бесшовная 89x5	1.0	10.4	м
5		Отвод ОКШ90°-57(4К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	3	0.7	
6		Отвод ОКШ90°-89(6К48)-4,0-0,5-УХЛ-С-1	1	1.9	
7	АТК 24.200.02.90	Заглушка 1-50-40-20А	1	2.2	
8		Шпилька АМ16x90	4	0.13	
9		Гайка АМ16	8	0.04	
10		Прокладка А-50-40 ПОН	1	0.03	
11		Фланец 2-50-40	1	2.8	
Материалы					
		Грунтовка полиуретановая	1,3		кг
		Эмаль полиуретановая	0,48		кг
		Эмаль акрилуретановая	0,46		кг

Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на одну ёмкость

1. Расположение дренажной емкости см. 06-04-2НИПИ/2022-ТКР1
2. Надземную часть узла 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 акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м². (площадь окраски составляет 2,2 м²)
3. Стойка воздушника представлена в части архитектурно-строительных решений 06-04-2НИПИ/2022-1-КР2.

06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г21

"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения.
2 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Суркова			11.21	П		1
Проверил		Новоселова			11.21			
Н. контр.		Салдаева			11.21	Выкидная линия скв. 3455 до т.вр. скв. 3455 куста №3340. Дренажная емкость V=5 м³. План. Разрезы 1-1, 2-2		

Согласовано

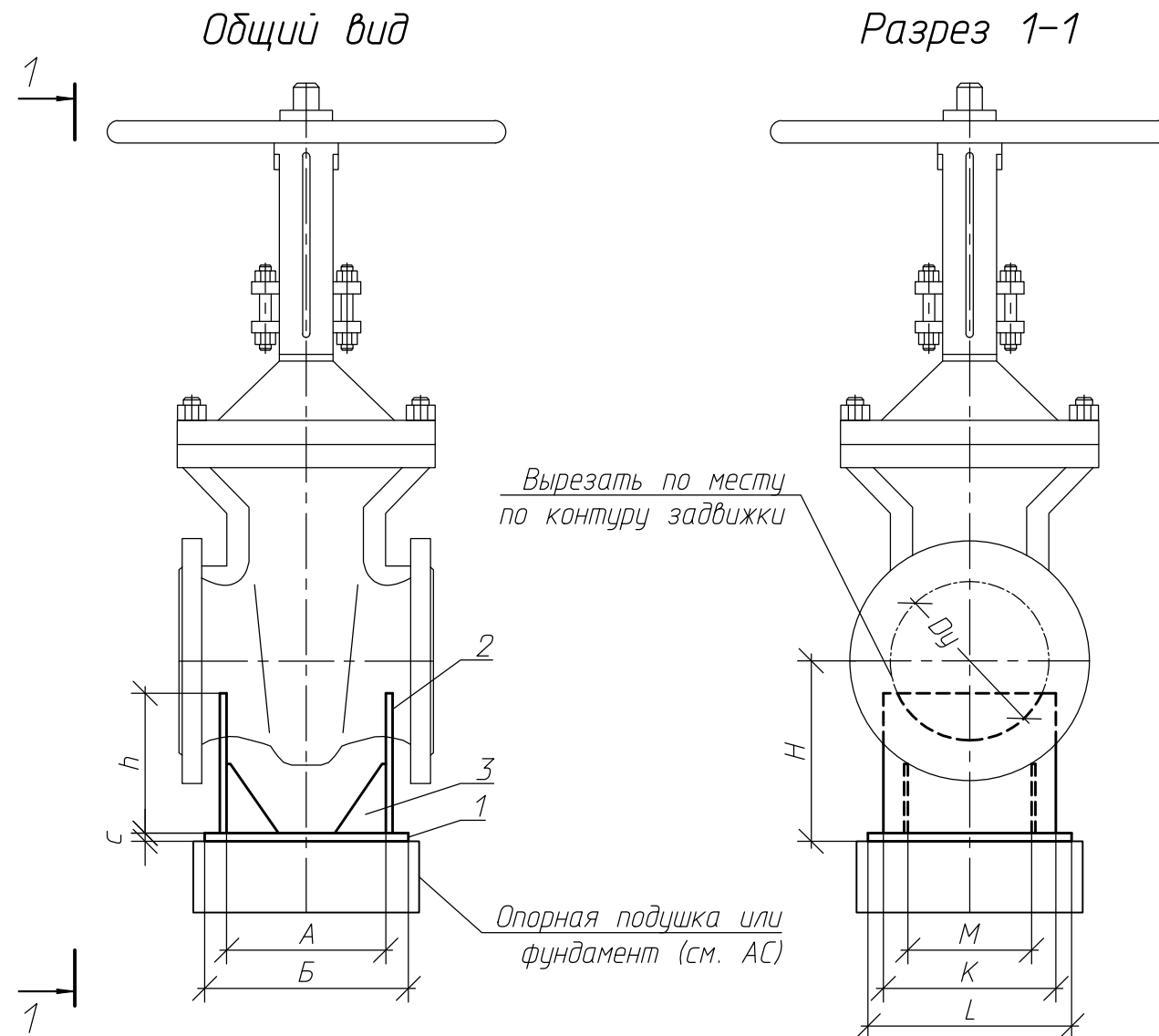
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл

Опора под клиновую задвижку

Спецификация



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Опора под задвижку Ду80		12,3	
1	Лист Б-ПН-10	Основание 260x240x10	1	4,9	
2		Косынка 205x180x10	2	2,9	
3		Рёбра 100x50x10	4	0,4	
		Опора под задвижку Ду100		14,3	
1	Лист Б-ПН-10	Основание 280x260x10	1	5,7	
2		Косынка 225x200x10	2	3,5	
3		Рёбра 100x50x10	4	0,4	
		Опора под задвижку Ду150		19,9	
1	Лист Б-ПН-10	Основание 340x310x10	1	8,3	
2		Косынка 225x250x10	2	4,4	
3		Рёбра 120x70x10	4	0,7	
		Опора под задвижку Ду200		25,7	
1	Лист Б-ПН-10	Основание 340x370x10	1	9,9	
2		Косынка 260x310x10	2	6,3	
3		Рёбра 140x70x10	4	0,8	

Конструктивные размеры

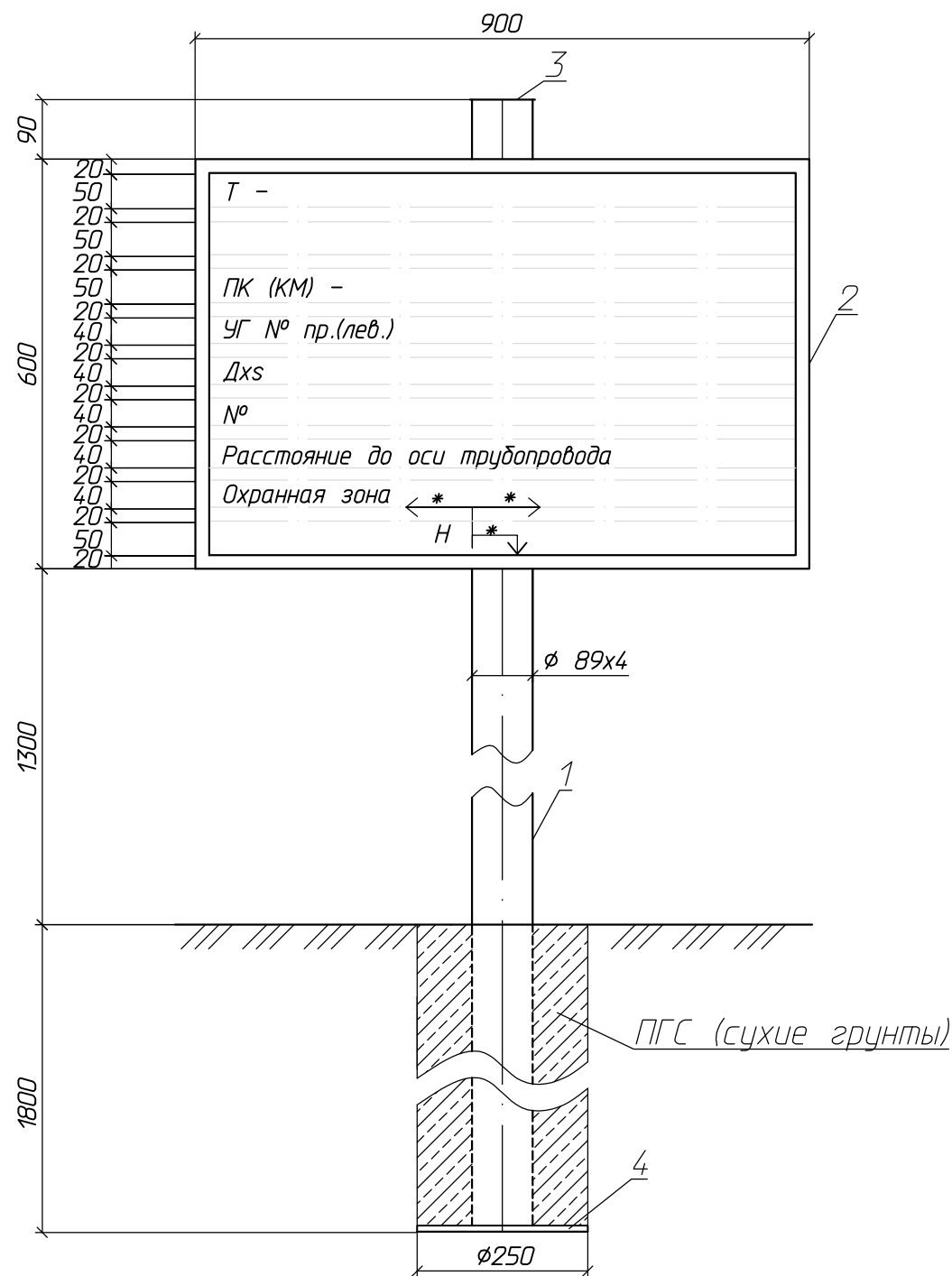
Ду	A	Б	С	Н	h	К	Л	М	a	b	c
80	190	260	10	260	205	180	240	80	50	100	10
100	210	280	10	280	225	200	260	100	50	100	10
200	280	370	10	360	260	310	350	150	70	140	10
150	270	340	10	310	225	250	310	150	70	120	10

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

- Конструкция опоры - сварная, катет шва 8 мм. Сварку произвести. Использовать электроды Э-42. Материал для изготовления опоры под задвижку - сталь марки.
- Опоры покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
- Площадь окрашиваемой поверхности одной опоры под задвижку Ду100 - 0,37 м², Ду150 - 0,50 м², Ду200 - 0,65 м².

06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г22					
"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Суркова			10.23
Проверил		Новоселова			10.23
Н. контр.		Салдаева			10.23
				Стадия	Лист
				П	1
				Листов	
				1	
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

Опознавательный знак



1. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу на расстоянии не более одного метра от его оси. Наименование трубопровода указывает эксплуатирующая организация.
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/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м² (площадь окраски 1,9 м²). Изображение наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного УФ-принтера. Поясняющие надписи выполнить в соответствии с типовым альбомом цветовых решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Ками".
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/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м²; (площадь окраски одной конструкции - 0,01 м²).
5. Наименование трубопровода указывает эксплуатация

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	89x4	Труба стальная электросварная прямошовная	3,8	8,38	м. труба II сорта
2	Лист Б-ПН-2 ВстЗсп	Пластина 900x600	1	8,47	
3	Лист Б-ПН-2 ВстЗсп	Заглушка ϕ 90	1	0,13	
4	Лист Б-ПН-2 ВстЗсп	Заглушка ϕ 250	1	2,95	

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

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
Т	Наименование трубопровода
ПК (км)	Пикетаж (километраж) трассы
УГ № пр.(лев.)	Информация об угле поворота трассы (номер угла). Величина в градусах и минутах, направление угла: -вправо (пр.), -влево (лев.)
Dxs	Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм
№	Номер телефона эксплуатирующей организации
Охранная зона	Расстояние от оси по обе стороны от трубопровода, м
H	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

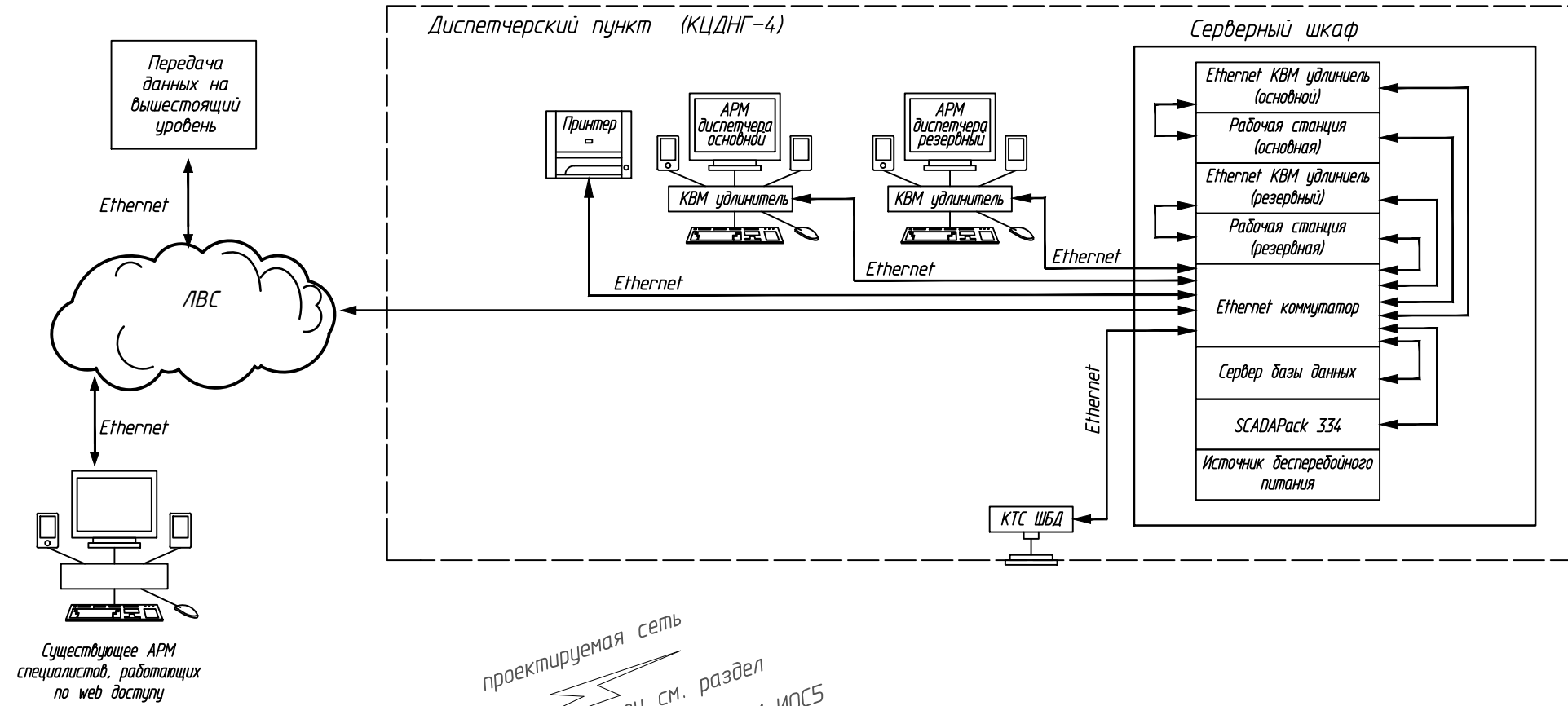
Инв. № подл

06-04-2НИПИ-2022-1-ТР3.Г23

"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения.
2 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Суркова			10.23	П		1
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23	Опознавательный знак. Общий вид		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

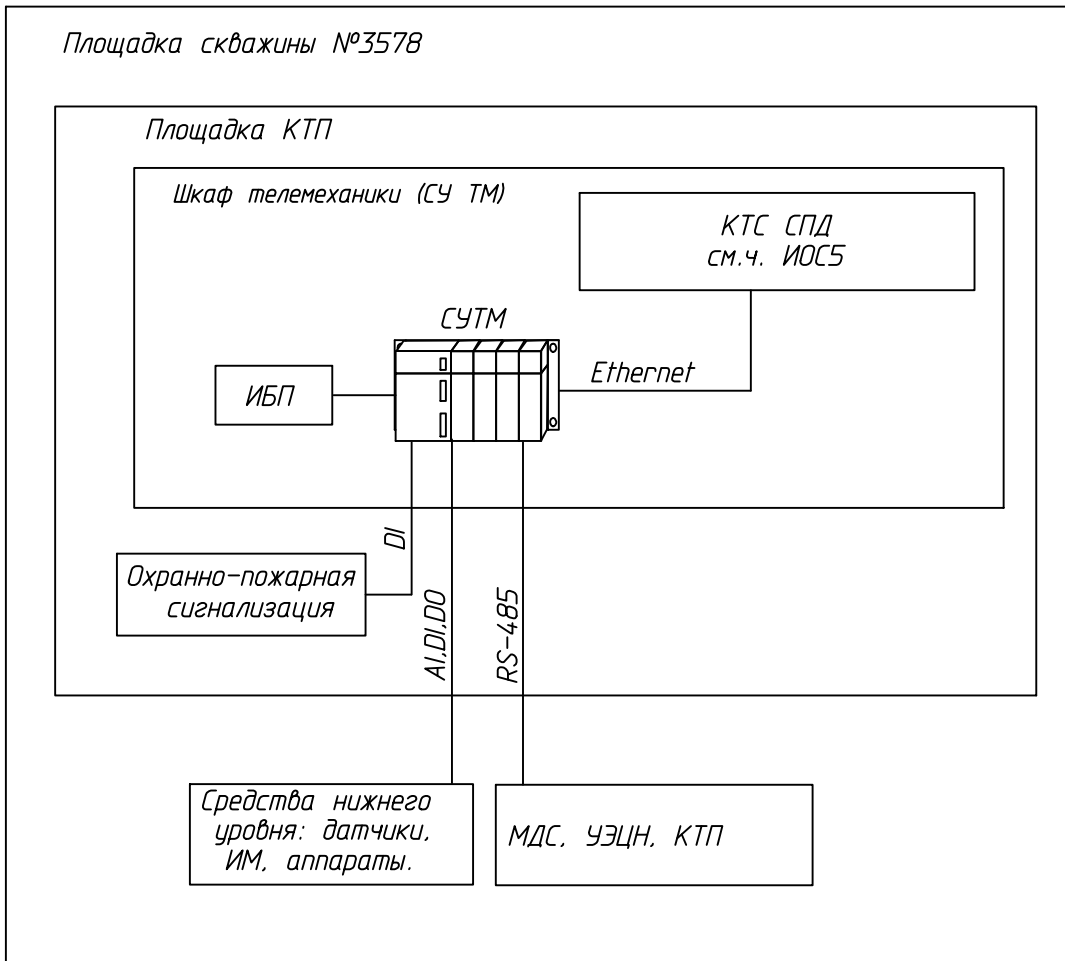
Структурная схема системы



проектируемая сеть
связи см. раздел
06-04-НИПИ/2022-1-ИОС5

Условные обозначения:

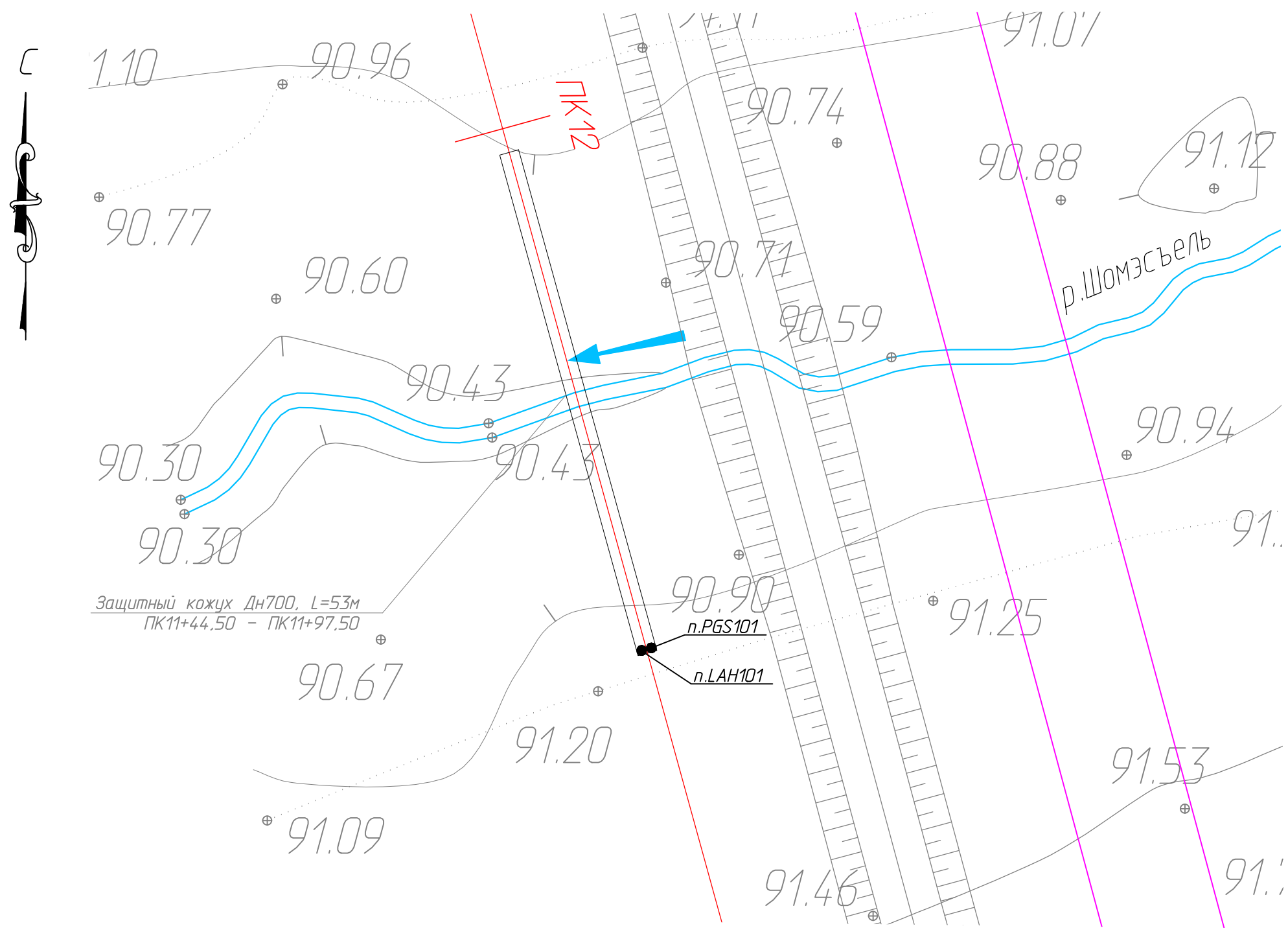
- оборудование проектируемое
- оборудование, учтенное в смежных томах
- ИБП - источник бесперебойного питания



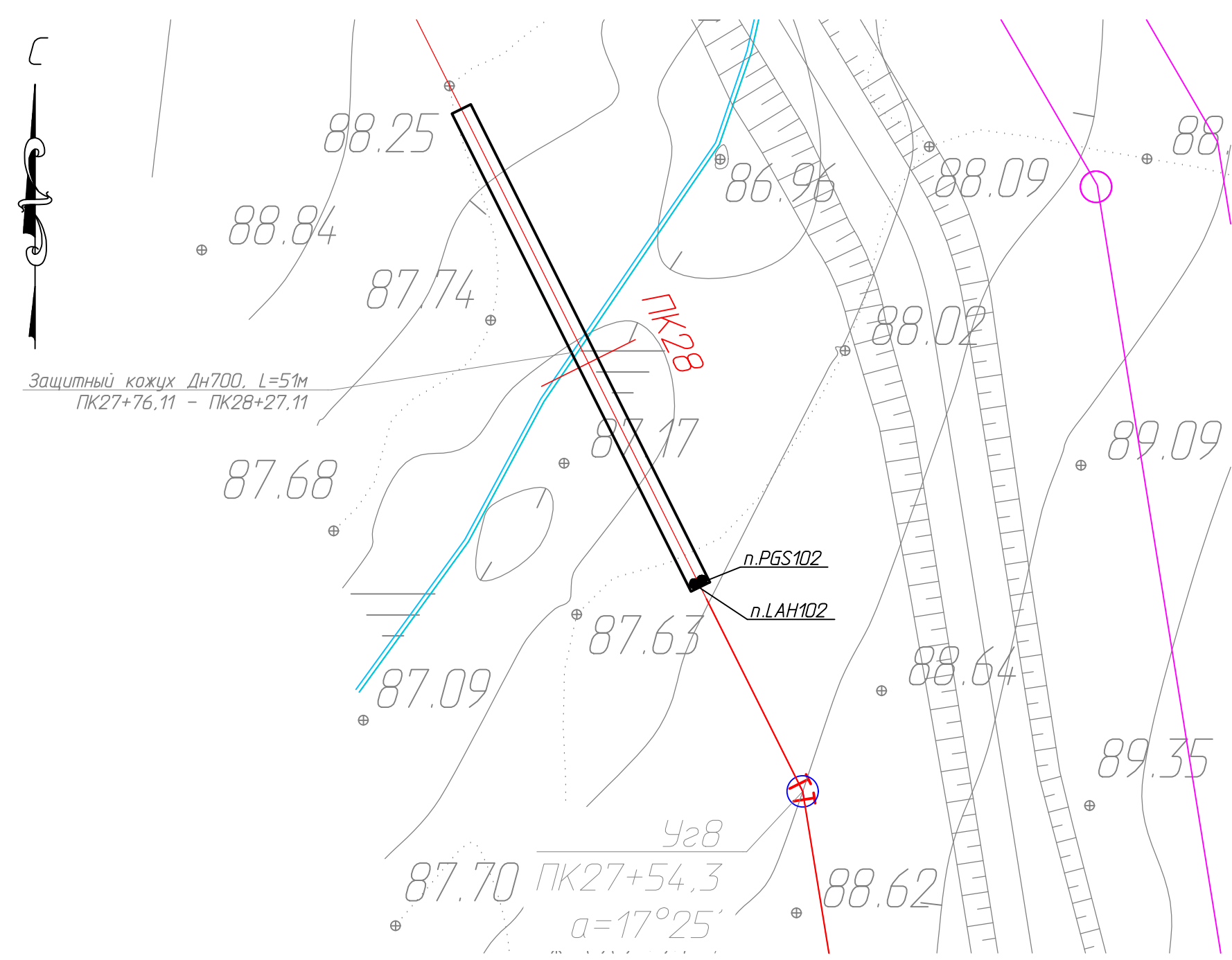
						06-04-НИПИ/2022-1-ТР3.Г24		
						Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства		
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Шнер			09.23			
Проверил		Конанов			09.23	п		1
Нач.отд.		Попков			09.23			
Н. контр		Салдаева			09.23	Схема структурная КТС АСУТП		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

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

План. Переход через р.Шомэсьель
M1:500



План. Переход через р. Без названия
M1:500

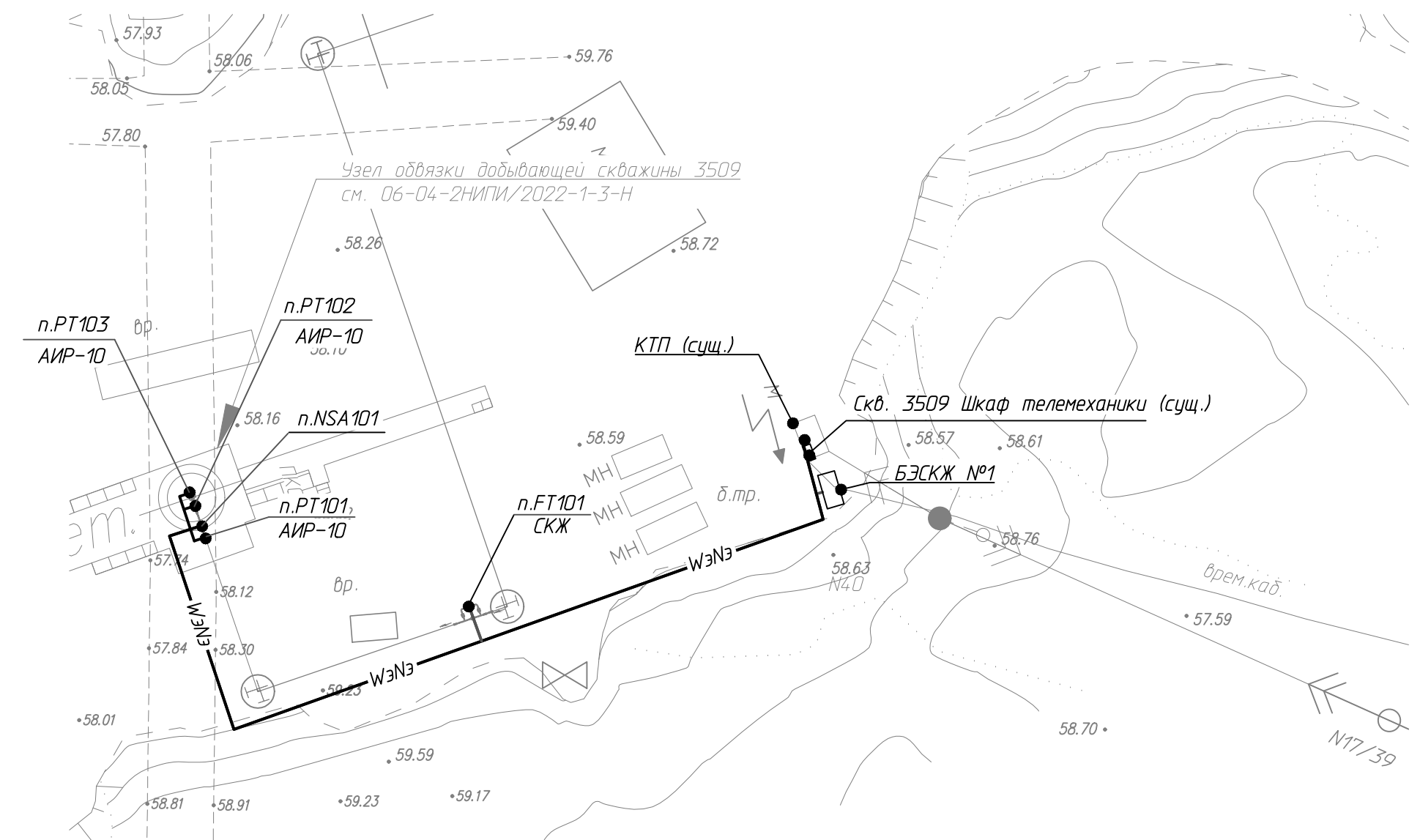


Согласовано	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

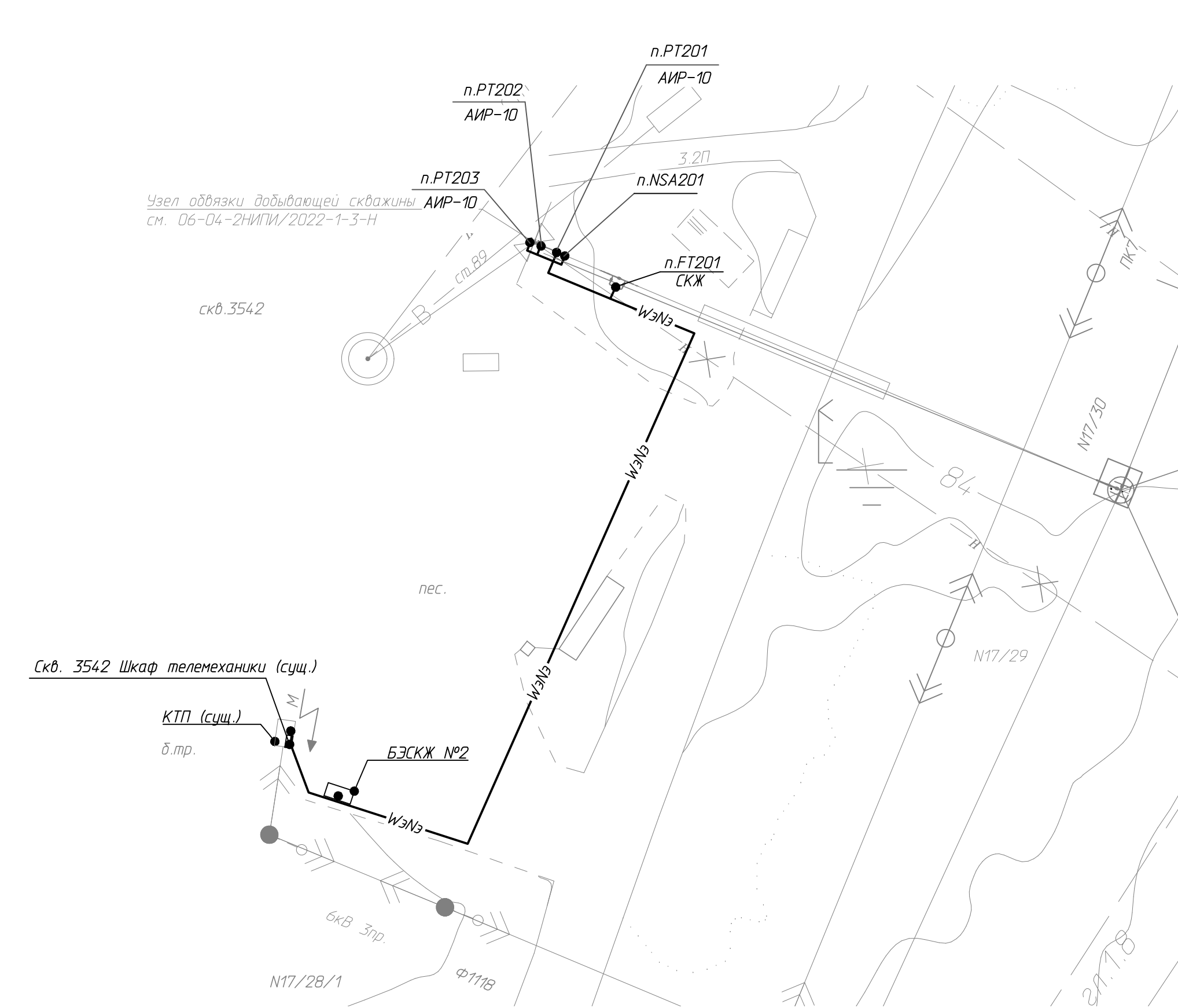
1. Маркировку приборов КИПиА выполнить согласно "Инструкции по обозначению СИ на технологических объектах ООО "ЛУКОЙЛ-Коми".

06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г25					
Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработ.	Телицын				10.23
Проверил	Конанов				10.23
Нач.отд.	Полков				10.23
Н. контр.	Салдаева				10.23
					Стадия
					Лист
					Листов
План расположения приборов и средств автоматизации. Лист 1					п
					1
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"					

План. Скв. 3509
M1:500



План. Скв. 3542
M1:500



Обозначения условные графические

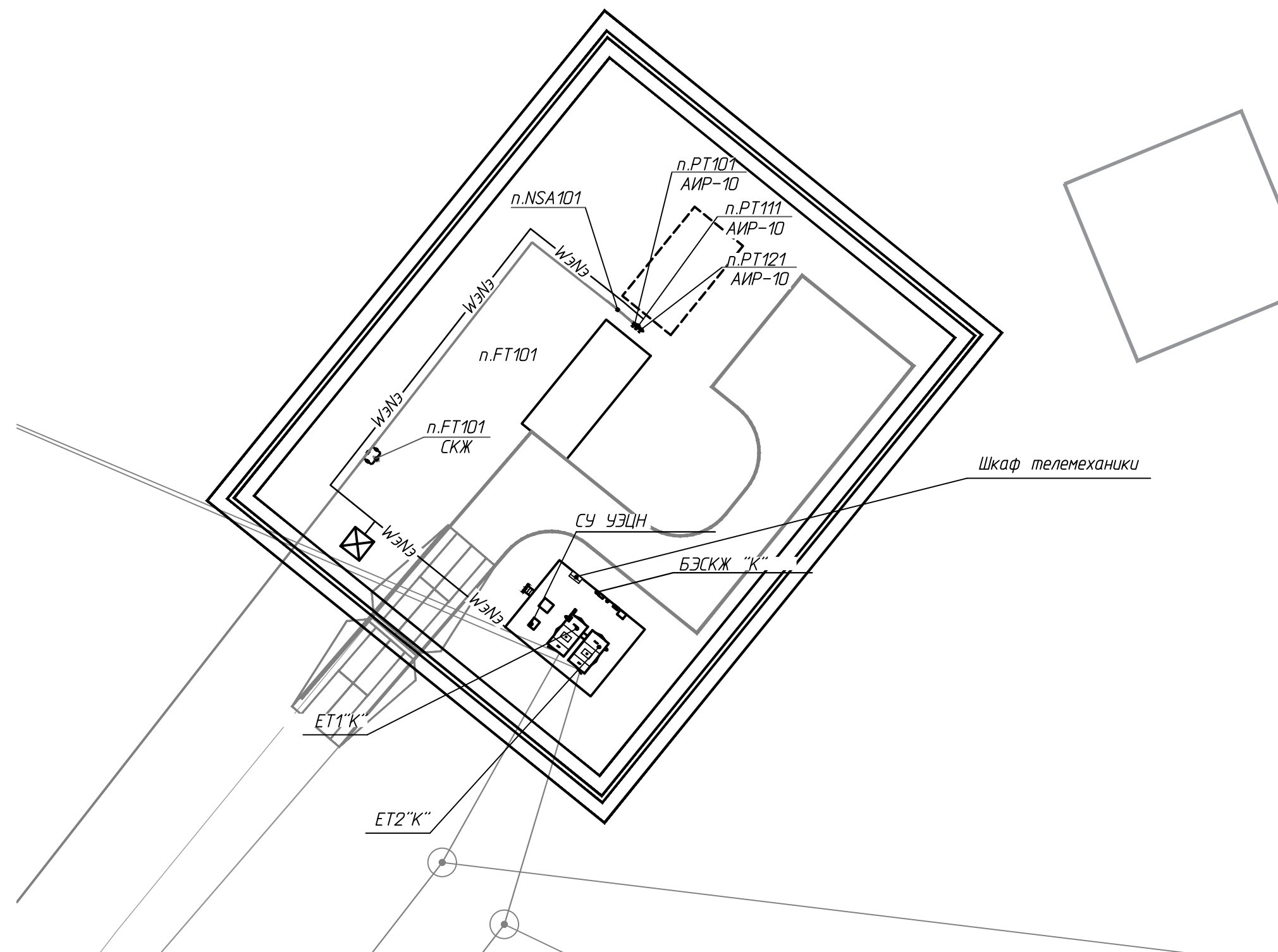
Обозначение	Наименование
W3N3	Прокладка кабелей КИП, по эстакаде совместно с силовыми кабелями

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

06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г26					Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Шнер				10.23	П		1
Проверил	Кананов				10.23			
Нач.отд.	Попков				10.23			
Н. контр	Салдаева				10.23	План расположения приборов и средств автоматизации. Лист 2		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Формат А4х4

План.
М 1:500



Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
— WэNэ — WэNэ —	Кабели КИП, прокладываемые совместно с силовыми кабелями по проектируемой эстакаде
— WкNк —	Кабели КИП, прокладываемые совместно с силовыми кабелями в кориде по металлоконструкциям

						06-04-2НИПИ/2022-1-ТРЗ.Г27			
						"Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Телицын			10.23		П		1
Проверил		Конанов			10.23				
Нач.отд.		Попков			10.23				
Н. контр.		Салдаева			10.23				
						План расположения приборов и средств автоматизации. Лист 3			
						ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"			

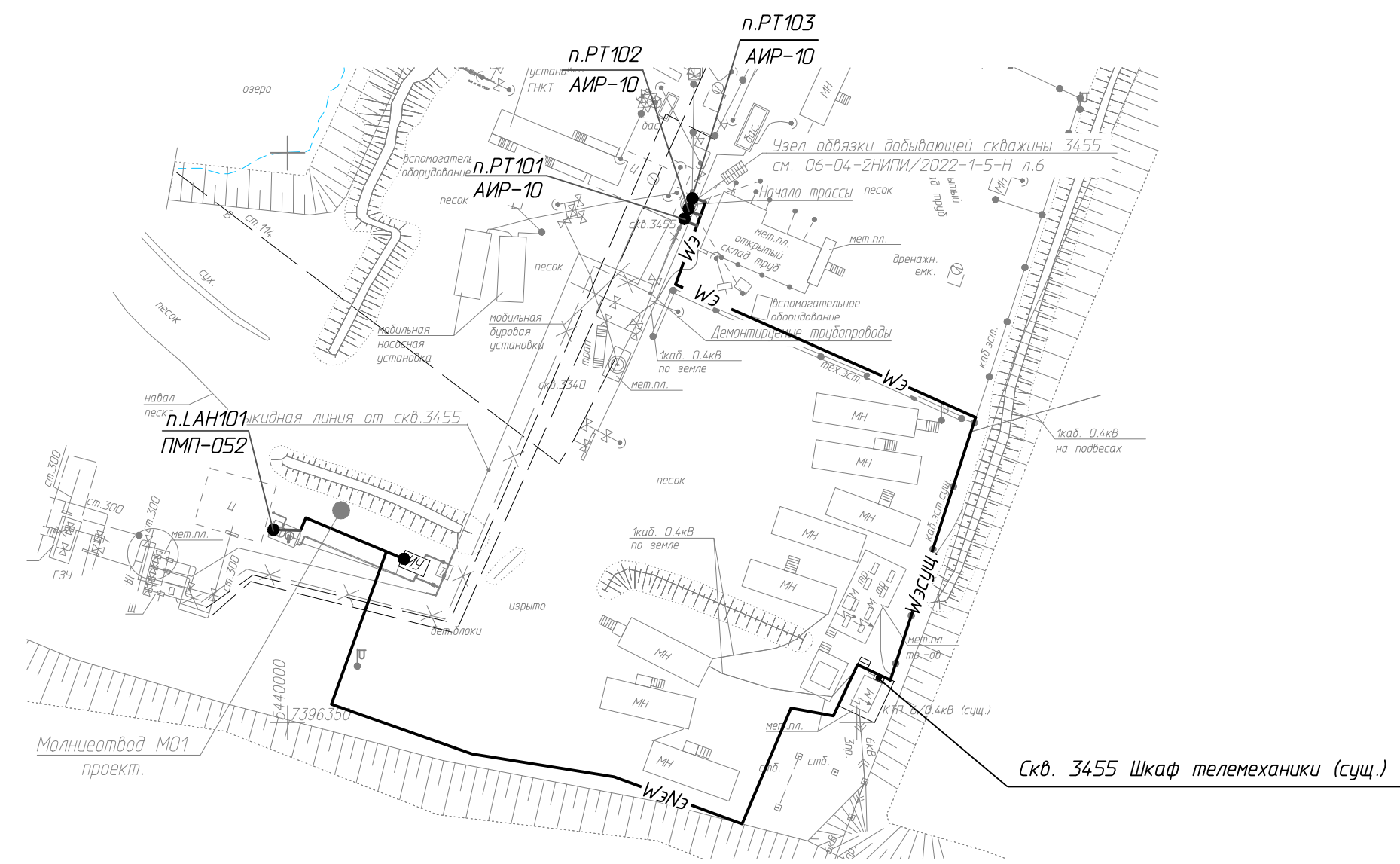
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

План. Скв. 3455
М1:500



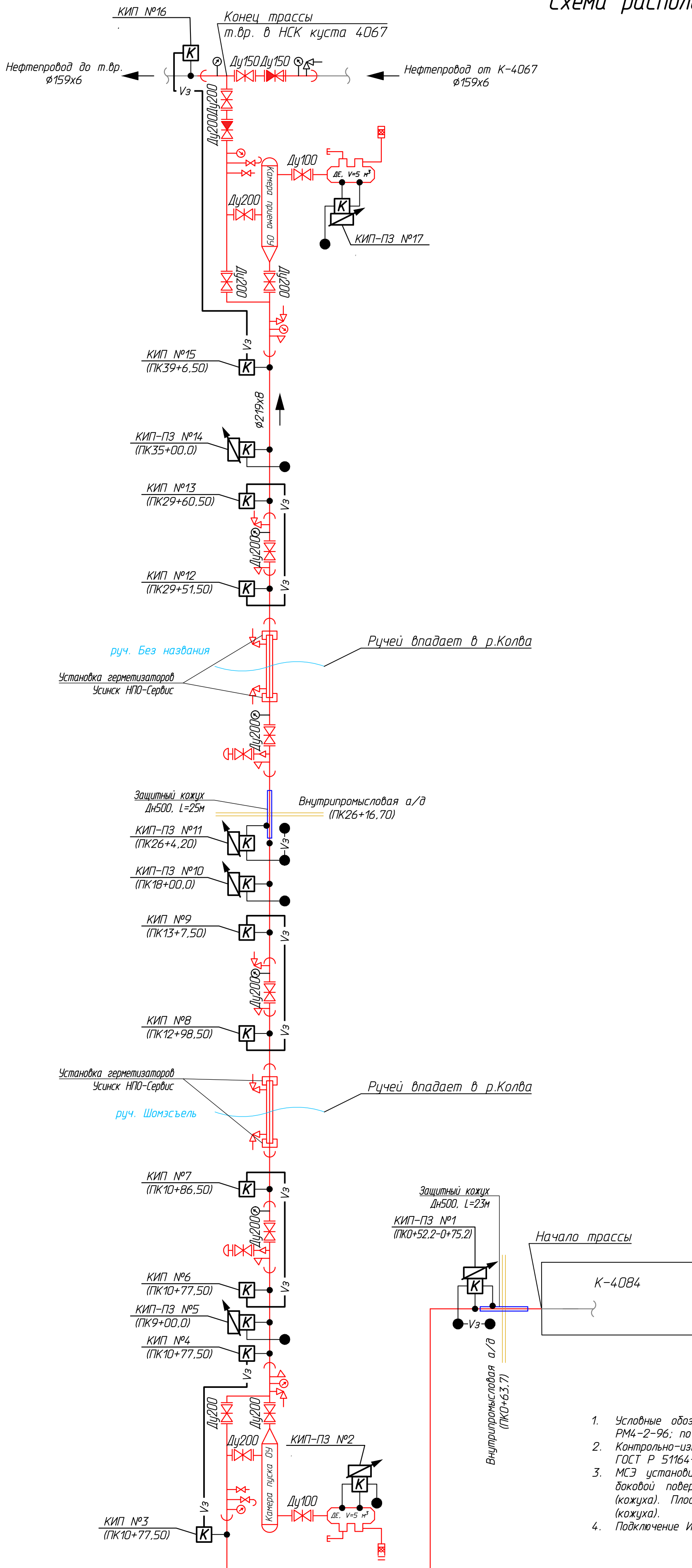
Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
— WЭNЭ —	Прокладка кабелей КИП, по эстакаде совместно с силовыми кабелями
— WЭ —	Прокладка кабелей КИП по проектируемой эстакаде
— WЭсущ. —	Прокладка кабелей КИП по существующей эстакаде

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

						06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г2В					
						Обустройство Верхневозейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов			
Разраб.		Шнер			10.23				П		1
Проверил		Конанов			10.23						
Нач.отд.		Попков			10.23						
Н. контр		Салдаева			10.23	План расположения приборов и средств автоматизации. Лист 4		000 "НИПИ нефти и газа УГТУ"			

Схема расположения средств ЭХЗ



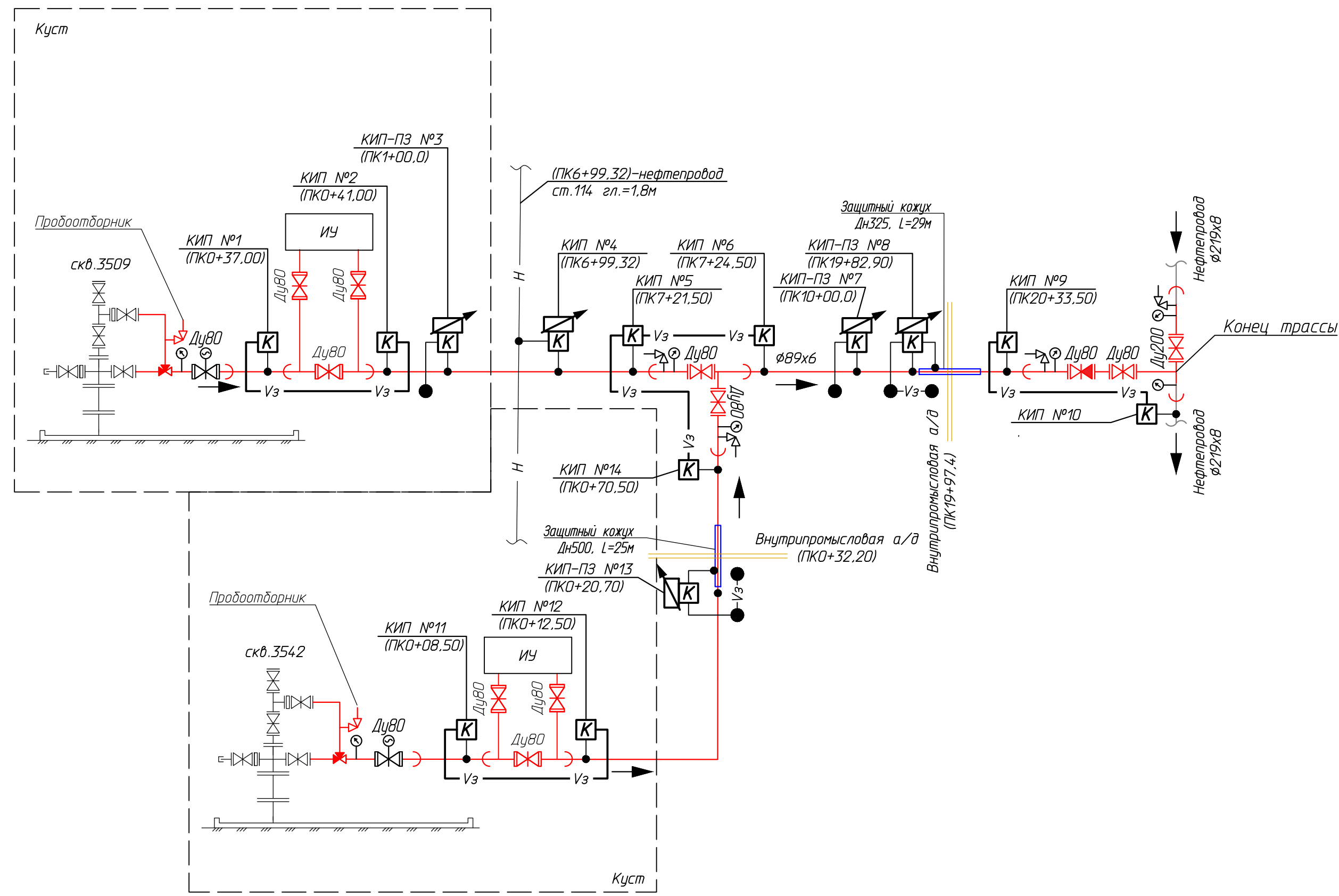
1. Условные обозначения средств автоматизации выполнены по пособию к ГОСТ 21.408-2013 РМ4-2-96; по ГОСТ 21.208-2013.
2. Контрольно-измерительные пункты установить над осью газопровода в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.
3. МСЭ установить в грунт на расстоянии от 50 до 100 мм от вертикальной проекции доковой поверхности трубопровода (кожуха) на уровне нижней образующей трубопровода (кожуха). Плоскость датчика потенциала должна быть перпендикулярна оси трубопровода (кожуха).
4. Подключение ИКП выполнить в соответствии с инструкцией изготовителя.

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
- Vz — Vz —	Кабели электрохимической защиты проложенные в траншее
К	Контрольно-измерительный пункт
□	Блок совместной защиты
●	Протекторная установка

06-04-2НИПИ/2022-1-ТРЗ.Г29				
"Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"				
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата
Разраб.		Савватеев		10.23
Проверил		Попков		10.23
Нач. отд		Попков		10.23
Н. контр.		Салдаева		10.23
Нефтедоборный коллектор от к.4084 до т.бр. к.4084. Схема расположения средств ЭХЗ				000 "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Схема расположения средств ЭХЗ



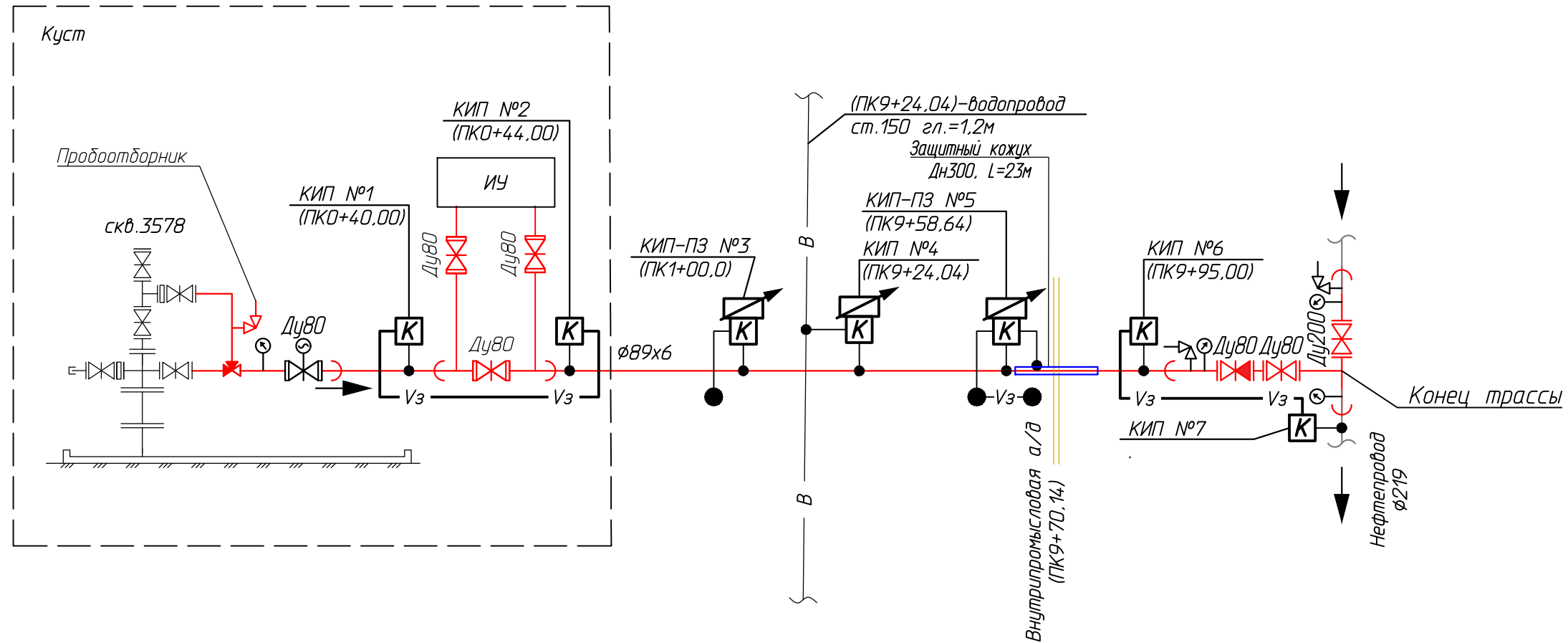
1. Условные обозначения средств автоматизации выполнены по пособию к ГОСТ 21.408-2013 РМ4-2-96; по ГОСТ 21.208-2013.
2. Контрольно-измерительные пункты установить над осью газопровода в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.
3. МСЭ установить в грунт на расстоянии от 50 до 100 мм от вертикальной проекции доковой поверхности трубопровода (кожуха) на уровне нижней образующей трубопровода (кожуха). Плоскость датчика потенциала должна быть перпендикулярна оси трубопровода (кожуха).
4. Подключение ИКП выполнить в соответствии с инструкцией изготовителя.

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
- Vз — Vз —	Кабели электрохимической защиты проложенные в траншее
К	Контрольно-измерительный пункт
□	Блок совместной защиты
●	Протекторная установка

06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г.30				
"Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"				
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата
Разраб.	Савдатов			10.23
Проверил	Попков			10.23
Нач. отд	Попков			10.23
Н. контр.	Салдаева			10.23
Выкидная линия скв. 3509 до т.вр. скв. 3509 к. №3509.			000 "НИПИ нефти и газа УГТУ"	
Схема расположения средств ЭХЗ			Формат А2	

Схема расположения средств ЭХЗ



1. Условные обозначения средств автоматизации выполнены по пособию к ГОСТ 21.408-2013 РМ4-2-96; по ГОСТ 21.208-2013.
2. Контрольно-измерительные пункты установить над осью газопровода в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.
3. МСЭ установить в грунт на расстоянии от 50 до 100 мм от вертикальной проекции боковой поверхности трубопровода (кожуха) на уровне нижней образующей трубопровода (кожуха). Плоскость датчика потенциала должна быть перпендикулярна оси трубопровода (кожуха).
4. Подключение ИКП выполнить в соответствии с инструкцией изготовителя.

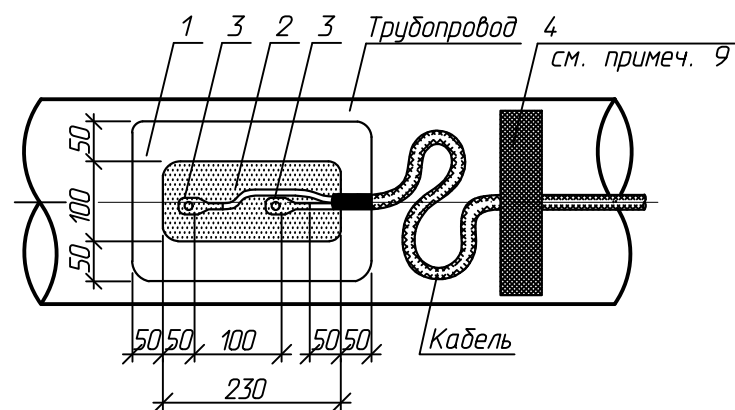
Условные обозначения

Обозначение	Наименование
- Vз — Vз —	Кабели электрохимической защиты проложенные в траншее
К	Контрольно-измерительный пункт
□	Блок совместной защиты
●	Протекторная установка

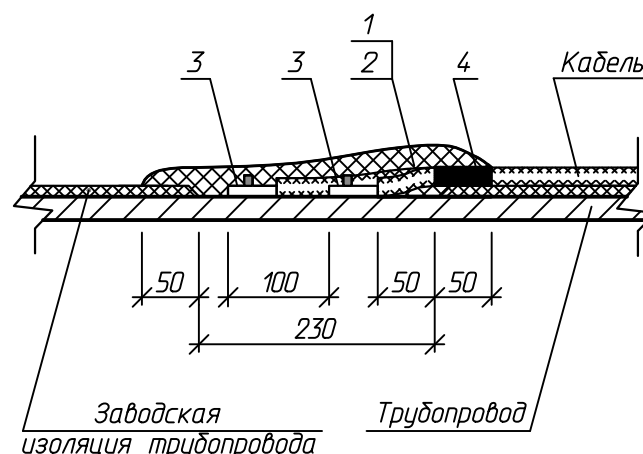
						06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г31					
						"Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения. 2 очередь строительства"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов			
Разраб.	Савватеев				10.23				П		1
Проверил	Попков				10.23						
Нач. отд	Попков				10.23						
Н. контр.	Салдаева				10.23	Выкидная линия скв. 3578 до т.вр. скв. 3578 к. №3623. Схема расположения средств ЭХЗ					

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 большой 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.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Лента "ТЕРМА-Р" 225x1,4	0,66	0,34	м
2		Лента "ТЕРМА-РЗ" 100x2,0	0,23	0,2	м
3		Клемма ЭХЗ-КТС (4-10)	2	0,1	шт
4		Трубка термоусаживаемая ТУТнг			
		20/10	0,1	0,0314	м
5	ГОСТ 3134-78	Уайт-спирит	0,025		л
6	БНИ-IV-3, ГОСТ 9812-74	Битум нефтяной изоляционный	0,001		т

Соеласовано

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

06-04-2НИПИ/2022-1-ТР3.Г32

"Обустройство Верхне-Возейского нефтяного месторождения.
2 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Савватеев			10.23	П		1
Проверил		Попков			10.23			
Нач. отд.		Попков			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23	Узел присоединения выводов ЭХЗ к трубопроводу		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"