



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 284 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ТОБОЙСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ (2023 г.)**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Книга 1 «Решения по трубопроводам»

19-01-НИПИ/2021-ТКР1

Том 3.1

Заместитель Генерального директора –
Главный инженер

М.А. Желтушко

Главный инженер проекта

А.П. Викулин

2022

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

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.....	4
1.2	Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта.....	5
1.3	Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта.....	5
2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта.....	8
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	9
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта ..	11
5	Сведения о категории и классе линейного объекта	12
6	Сведения о проектной мощности линейного объекта	14
7	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта	15
7.1	Решения по нефтепроводам	15
7.2	Общие сведения	19
7.3	Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов.....	20
7.4	Результаты расчетов промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость	21
8	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта	22
9	Перечень мероприятий по энергосбережению	24
10	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Коврижных			04.22
Проверил		Новоселова			04.22
Н. контр.		Салдаева			04.22
ГИП		Викулин			04.22

Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Решения по трубопроводам. Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	36
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест.....	25
11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта	26
12 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	30
12.1 Объем контроля и автоматизации	30
12.2 Телемеханизация	32
12.3 Технические средства автоматизации.....	35
13 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	38
14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность	40
15 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях.....	41
Библиография	42

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	2

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 «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023 г.)», утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» И.В. Шараповым.

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
				Класс	Категория по назначению	
Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»	Н	114x6	1875	III	II	4,0
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей	Н	219x8	4792	III	II	4,0

Проектной документацией предусмотреть следующие этапы строительства и ввода объектов в эксплуатацию:

Первый этап строительства. Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»;

– Второй этап строительства. НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей.

В административном отношении район строительства находится в Ненецком автономном округе Архангельской области, МР «Заполярный район», на территории Тобойского нефтяного месторождения. Ближайший населённый пункт – д. Каратайка – расположен в 89 км к востоку от территории строительства. Административный центр г. Нарьян-Мар расположен в 279 км к юго-западу от района работ.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							3

1.2 Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта

Территория строительства относится к Тимано – Печорскому сложному артезианскому бассейну, являющемуся гидрогеологической структурой первого порядка, который в свою очередь включает в себя Печорский артезианский бассейн (структура второго порядка). Печорский артезианский бассейн разделяется на Ижма-Печорский, Большеземельский и Печоро – Кожвинский артезианские бассейны третьего порядка. Участок работ относится к Большеземельскому артезианскому бассейну.

В гидрогеологическом отношении проектируемые объекты будут находиться во взаимодействии с водами первого гидрогеологического комплекса – надмерзлотными водами сезонноталого слоя. Надмерзлотные воды (верховодка) питаются главным образом за счет атмосферных осадков, которые накапливаются в сезонноталом слое, а также за счет льда из оттаявшей за сезон мерзлой породы.

Территория относится к подтопляемой в естественных условиях в летнее время - уровень грунтовых вод выше 3,0 м.

1.3 Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта

Территория строительства по климатическому районированию (СП 131.13330.2020) расположена в подрайоне I Г.

Различаются два климатических района: полярный - в южной части и субарктический - в северной и восточной частях территории округа. Субарктический район делится на подрайоны: западный - с морским климатом и восточный - с континентальным.

Продолжительность безморозного периода 79 дней. Дата первого заморозка приходится на 15 сентября, дата последнего заморозка – 27 июня.

Осадков в районе выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь 277 мм, за холодный период с ноября по март выпадает 126 мм, годовая сумма осадков 403 мм. Суточный максимум осадков 46 мм. Соответственно держится высокая влажность воздуха, средняя относительная влажность в течение года составляет 87 %.

Снежный покров образуется 16.X, дата схода 05.VI. Сохраняется снежный покров 236 дней. Максимальная высота снежного покрова наблюдается в апреле и составляет 37 см. В течение года преобладают ветры юго-западного направлений. С декабря по февраль – юго-

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т							5
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

западного, а с июня по август – северного, северо-восточного направления. Средняя годовая скорость ветра 6,1 м/с, средняя за январь – 6,8 м/с и средняя в июле – 5,1 м/с.

Вегетационный период со среднесуточными температурами свыше +5° С длится на юге округа 95-110 дней, на севере 72-94 дня. Сумма положительных температур изменяется от 400 градусов на севере до 1100 градусов на юге.

Для характеристики климата района работ использованы данные по АГМС Варандей.

Основные климатические параметры для холодного и теплого периодов года приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные климатические характеристики район

Наименование		Значение	
Климатические параметры холодного периода			
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С,	обеспеченностью 0,98	-40	
	обеспеченностью 0,92	-39	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С,	обеспеченностью 0,98	-37	
	обеспеченностью 0,92	-36	
Температура воздуха, °С	обеспеченностью 0,94	-24	
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		-44	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		8,8	
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха °С, периода со средней суточной температурой воздуха	≤ 0 °С	продолжительность	238
		средняя температура	-11,5
	≤ 8 °С	продолжительность	323
		средняя температура	-7,3
	≤ 10 °С	продолжительность	365
		средняя температура	-5,6
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		86	
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца, %		85	
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с		-	
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль		ЮЗ	
Средняя скорость ветра (м/с) за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8 °С		6,1	
Наименование		Значение	
Климатические параметры теплого периода			
Барометрическое давление, гПа		1010	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95		11	

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

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

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Продолжение таблицы 2

Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98	15
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	13,0
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	32
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С	7,1
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	86
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %	80
Суточный максимум осадков, мм	46
Преобладающее направление ветра за июнь-август	СВ
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								7
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

По инженерно-геологическим условиям район относится к сложным. Рельеф, представляющий собой прибрежную тундру, слабо всхолмленный с отметками над уровнем моря 5–15 м. Часть площади занята болотами. На территории помимо таких физико-геологических явлений как оплывины, заболачивание, выветривание, речная эрозия и аккумуляция, повсеместно распространены процессы, связанные с наличием толщи многолетнемерзлых пород на глубине до 360 м. Среди них наблюдаются такие криогенные процессы как морозобойное растрескивание, термокарст, сезонное и многолетнее пучение, новообразование ММП и др. Все эти процессы осложняют освоение территории.

Согласно СП 14.13330.2018 с изменениями №1 (актуализированная редакция СНиП II-7-81) по карте общего сейсмического районирования России ОСР-2015-А территория строительства попадает в зону самой низкой сейсмичности – не превышает 5 баллов по шкале MSK-64. Категория опасности природного процесса землетрясения, согласно табл. 5.1 СП 115.13330.2016 – умеренно опасная (интенсивность менее 6 баллов).

По СП 115.13330.2016 таблица 5.1 категория опасных природных воздействий территория относится:

- по подтоплению – весьма опасная;
- по землетрясениям – умеренно опасная;
- по пучению – весьма опасная.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								8
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

Геологический разрез площадки до 15,0 м представлен следующими литолого-генетическими комплексами:

- техногенными отложениями (tQIV);
- аллювиально-морскими (amQIII) и морскими (mQIII) отложениями голоценовых комплекса.

Разделение грунтов на инженерно-геологические элементы (ИГЭ) выполнено с учетом их номенклатурного вида, возраста и физико-механических свойств. В пределах рассматриваемого участка выделено 5 ИГЭ.

Почвенно-растительный слой (ПРС) в отдельный ИГЭ не выделялся.

- Насыпной грунт: песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения (ИГЭ 70). Расположен с поверхности до глубины 1,9 м на абсолютных отметках от 7,38 до 5,48 м, мощностью 1,9 м;

- Песок мелкий средней плотности водонасыщенный (ИГЭ 446). Расположен с поверхности до 2,0 м на абсолютных отметках от минус 2,6 до минус 4,6 м;

- Песок мелкий твердомерзлый слабодыстый массивной криогенной текстуры (ИГЭ 448). Расположен в интервалах глубин от 0-2 до 1,4-15 м на абсолютных отметках от минус 4,6-7,69 до минус 17,6-4,69 м. Максимальная мощность составила 14,7 м, минимальная 1,2 м;

- Суглинок пластичномерзлый слабодыстый слоистой криогенной текстуры (ИГЭ 208). Расположен в интервалах глубин от 5,9-13,6 до 15,0 м на абсолютных отметках от минус 12,99- минус 0,23 до минус 16,47- минус 7,11 м. Максимальная мощность составила 9,1 м, минимальная 1,4 м;

- Суглинок твердомерзлый слабодыстый слоистой криогенной текстуры (ИГЭ 209). Расположен в интервалах глубин от 1,4-5,1 до 5,9-8,6 м на абсолютных отметках от минус 4,69-4,69 до минус 8,17- минус 0,23 м. Максимальная мощность составила 5,4 м, минимальная 2,0 м;

- Песок мелкий твердомерзлый слабодыстый массивной криогенной текстуры (ИГЭ 448). Расположен в интервалах глубин от 0-2 до 1,4-15 м на абсолютных отметках от минус 4,6-7,69 до минус 17,6-4,69 м. Максимальная мощность составила 14,7 м, минимальная 1,2 м.

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

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист

9

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали по лабораторным данным для песков – низкая, для суглинков – средняя, согласно ГОСТ 9.602-2016, табл.1.

Степень агрессивного воздействия сульфатов в грунтах на бетоны марок по водонепроницаемости W4-W20 для всех выделенных грунтов – неагрессивная, степень агрессивного воздействия хлоридов в грунтах на стальную арматуру железобетонных конструкций для бетонов марок по водонепроницаемости W4 – W6 для всех выделенных грунтов – неагрессивная.

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к свинцовой оболочке кабеля – низкая, к алюминиевой – высокая.

На металлические конструкции агрессивность выше уровня грунтовых вод – слабоагрессивная. Степень агрессивного воздействия жидких неорганических сред на металлические конструкции – среднеагрессивная.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								10
			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

В гидрогеологическом отношении проектируемые объекты будут находиться во взаимодействии с водами первого гидрогеологического комплекса – надмерзлотными водами сезонноталого слоя.

Реки, ручьи, овраги, озерные котловины и понижения в рельефе – основные естественные дрены, в которые осуществляется разгрузка надмерзлотных вод сезонноталого слоя. Мощность водоносного горизонта соответствует мощности СТС, в зависимости от слагающих грунтов изменяется в диапазонах 0,3-0,6 м в торфах, 0,8-2,0 м в суглинистых грунтах, 1,8-2,5 м в песчаных. Продолжительность существования верховодки определяется сроком между началом оттаивания и концом промерзания сезонноталого слоя.

На период апрель 2021 г. в районе строительства буровыми скважинами до глубины 18,0 м подземные воды не встречены.

В прогнозном состоянии в период положительных температур в сферу взаимодействия сооружений на проектируемой площадке с геологической средой в данном районе попадут грунтовые воды верхнего гидрогеологического комплекса, представленные надмерзлотными водами слоя сезонного оттаивания (СТС).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								11
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

5 Сведения о категории и классе линейного объекта

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемые промышленные нефтепроводы по диаметру относятся к III классу, по назначению относятся к категории III. В соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 для трубопроводов, прокладываемых по территории ММГ принята II категория трубопровода, а на участке перехода трубопровода через водную преграду, включая прибрежные участки длиной не менее 25 м, принята I категория.

Объем контроля сварных соединений составляет 100% радиографическим методом.

Испытание на прочность, плотность и герметичность проектируемого трубопровода необходимо провести в соответствии с СП 284.1325800.2016 в три этапа.

Первым этапом необходимо провести предварительные гидравлические испытания на прочность участков проектируемого трубопровода:

- на узлах подключения к межпромысловому коллектору и прилегающие участки по 15 м давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}$ МПа в течение 12 часов;
- на узлах пуска и приема очистных устройств и примыкающему к нему участке длиной 100 м давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}$ МПа в течение 12 часов;
- на узлах линейной запорной арматуры давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}$ МПа в течение 6 часов;
- на переходах через водные преграды в границах 1%УВВ давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}$ МПа в течение 12 часов.

Предварительное гидравлическое испытание переходов и узлов проводится сразу же после окончания работ на этих участках.

Вторым этапом провести пневматическое испытание на прочность участков трубопровода при пересечении водотоков, включая участки по 1000 м давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}$ в течение 12 часов.

Третьим этапом провести пневматическое испытание на прочность проектируемого трубопровода на всем протяжении трассы после крепления на опорах давлением $R_{исп}=1,1 \times R_{раб}=1,1 \times 4,0=4,4$ МПа в течение 12 часов.

После испытаний необходимо произвести проверку проектируемых трубопроводов на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего, продолжительностью не менее 12 часов.

В соответствии с п.182 приказа №116 трубопроводы под давлением следует считать выдержавшими гидравлическое испытание, если не будет обнаружено:

- видимых остаточных деформаций;
- трещин или признаков разрыва;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
										12

- течи, потения в сварных, развальцованных, заклепочных соединениях и в основном металле;
- течи в разъемных соединениях;
- падения давления по манометру.

В соответствии с п.903 приказа №534 от 15.12.2020 об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний должны быть установлены опасные зоны, которые должны быть обозначены на местности предупредительными знаками.

Радиус опасной зоны при испытании проектируемых выкидных нефтепроводов составляет 75 м в обе стороны от оси трубопровода.

Радиус опасной зоны при испытании проектируемых выкидных нефтепроводов в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода составляет 600 м.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							13

6 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Схемы линейных объектов представлены на чертежах 19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г1.

Проектные максимальные мощности проектируемых нефтепроводов определены в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Проектные мощности проектируемых трубопроводов

Наименование	Назначение	Диаметр и толщина стенки, мм	Теплоизоляция	Проектные мощности			
				Максимальная пропускная способность, м ³ /сут	Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча нефти, т/сут	Закачка воды, м ³ /сут
Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»	Н	114х6	ППУ	-	294,4	19,1	-
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей	Н	219х8	ППУ	-	2026,4	1614,7	-

Рабочее давление нефтепроводов 4,0 МПа.

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

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

7 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

7.1 Решения по нефтепроводам

В соответствии с геологическими условиями и по согласованию с Заказчиком настоящим проектом предусмотрена надземная прокладка проектируемого нефтесборного коллектора на существующей эстакаде на высоте 1,5-3,0 м над поверхностью земли.

Обзорная карта-схема представлена на чертеже 19-01-НИПИ/2021-ППО1.Г1.

Для выкидной линии от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой» настоящим проектом принята труба Ø114x6 мм. Средний шаг опор для трубопровода Ду100 принят – 5-5,25м. План и профиль представлены в части ППО1 на чертежах 19-01-НИПИ/2021-ППО1.Г2, 19-01-НИПИ/2021-ППО1.Г4.

Для НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей настоящим проектом принята труба Ø219x8 мм. Средний шаг опор для трубопровода Ду200 принят – 7,3-9 м. План, профиль и профиль резервной нитки представлены в части ППО1 на чертежах 19-01-НИПИ/2021-ППО1.Г3, 19-01-НИПИ/2021-ППО1.Г5, 19-01-НИПИ/2021-ППО1.Г6.

Для строительства прямолинейных участков проектируемых трасс проектом принята труба стальная бесшовная горячедеформированная, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшая испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177, метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А. С гарантией обеспечения ударной вязкости металла трубы не ниже $KCU=34,3$ Дж/см² (3,5 кгс м/см²) при температуре испытания минус 60°С. С внутренним заводским двухслойным антикоррозионным покрытием на основе порошково-эпоксидных красок с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С и наружным однослойным антикоррозионным эпоксидным покрытием. С теплоизоляционным покрытием из пенополиуретана в оцинкованной оболочке ППУ-ОЦ.

Устройство углов поворота трассы проектируемой выкидной линии от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой» в вертикальной и горизонтальной плоскостях организовано при помощи:

- отводов крутоизогнутых с радиусомгиба $R=1.5Du$ с катушками 400мм (отводы на компенсаторах) и $R=3Du$ с катушками 650мм из стали повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177, метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде

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

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

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист
15

А. С гарантией обеспечения ударной вязкости металла трубы не ниже $KCU=34,3 \text{ Дж/см}^2$ ($3,5 \text{ кгс м/см}^2$) при температуре испытания минус 60°C для трубопровода Ду100 (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус);

Устройство углов поворота трассы проектируемого НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей в вертикальной и горизонтальной плоскостях организовано при помощи:

- отводов крутоизогнутых с радиусомгиба $R=1.5Du$ с катушками 400мм из стали повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177, метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А. С гарантией обеспечения ударной вязкости металла трубы не ниже $KCU=34,3 \text{ Дж/см}^2$ ($3,5 \text{ кгс м/см}^2$) при температуре испытания минус 60°C для трубопровода Ду200;
- отводов гнутых с радиусомгиба $R=1.5Du$, $R=5Du$ с катушками 650мм из стали повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177, метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А. С гарантией обеспечения ударной вязкости металла трубы не ниже $KCU=34,3 \text{ Дж/см}^2$ ($3,5 \text{ кгс м/см}^2$) при температуре испытания минус 60°C для трубопровода Ду200 (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус).

Для фитингов в качестве внутреннего двухслойное заводское антикоррозионное эпоксидное покрытие на основе порошково-эпоксидных красок с температурой эксплуатации внутреннего покрытия до 80°C , с наружным однослойным антикоррозионным покрытием, с теплоизоляционным покрытием из пенополиуретана в оцинкованной оболочке ППУ-ОЦ.

Для защиты внутренней части сварных стыков от коррозии настоящим проектом предусмотрено применение биметаллических втулок.

Для изоляции наружной поверхности сварных стыков трубопровода предусмотрено применение термоусаживающихся манжет ТИАЛ-М80.

Для теплоизоляции наружной поверхности сварных стыков трубопровода предусмотрено применение комплекта изоляции сварного стыка, состоящего из скорлуп из пенополиуретана и покровного слоя из стали толщиной 0,7мм.

По проектируемой трассе нефтегазопровода предусмотрен монтаж технологических опор под трубопровод. Для обеспечения электроизоляции от опор проектом предусмотрен монтаж электроизолирующих паронитовых прокладок между трубопроводом и опорами.

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

						19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т		Лист
								16

Запорную арматуру проектируемого нефтегазопровода предусмотрено монтировать на технологические опоры под задвижки.

Для компенсации перемещения трубопроводов, вызванных изменениями температуры и давления, проектом приняты компенсаторы различных типов. Компенсаторы собираются с помощью сварки из прямолинейных отрезков труб и серийно изготавливаемых отводов из стали повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177, метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А. С гарантией обеспечения ударной вязкости металла трубы не ниже $K_{CU}=34,3$ Дж/см² (3,5 кгс м/см²) при температуре испытания минус 60°С. Конструкция компенсаторов представлена на чертежах 19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г2, 19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г3.

Настоящим проектом по трассе «Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой» предусмотрено подключение к обвязке существующей добывающей скважины. Перед точкой подключения к добывающей скважине предусмотрены задвижка фланцевая клиновая с выдвижным шпинделем, вентиль прободоотборный, сливное устройство, манометр, счетчик жидкости «СКЖ-420-40». Узел подключения в существующий трубопровод включают в себя затворы обратные фланцевые и задвижку клиновую фланцевую, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см², вентили угловые специальные (ВУС). Конструкция узлов представлена на чертеже 19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г9, 19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г10.

Своевременное удаление парафина, механических примесей, водяных и газовых скоплений позволит поддерживать пропускную способность трубопровода на проектном уровне. В начале и в конце проектируемой трассы «НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей» предусмотрены узлы камер пуска и приема СОД, включающие в себя тело камеры и обвязку, состоящую из участков труб, фитингов, задвижек клиновых фланцевых, рассчитанных на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см². На узле пуска СОД также предусмотрена перспективная задвижка. Конструкция узлов пуска и приема СОД представлена на чертежах 19-01-НИПИ-2021-ТКР1.Г4, 19-01-НИПИ-2021-ТКР1.Г7.

Продукты очистки нефтегазопровода из камер пуска и приема очистных устройств через дренажные трубопроводы Ду100 мм поступают в дренажные емкости $V=5\text{м}^3$. Дренажная емкость поставляется в комплекте с клапаном дыхательным механическим со встроенным огнепреградителем. Емкости устанавливаются подземно. Дренажные линии камер пуска и приема оборудуются задвижками клиновыми фланцевыми с ручным управлением Ду100 мм, Ру4,0 МПа. Конструкция емкости представлена на чертеже 19-01-НИПИ-2021-ТКР1.Г11.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист
17

Узел подключения в конце трассы включает в себя задвижки клиновые с ручным приводом Ду200, Ду250, затвор обратный Ду200, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см², вентили угловые специальные (ВУС). Конструкция узла приведена на чертеже 19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г8.

Настоящий проект не предусматривает пересечение трубопроводами автодорог, оленьих переходов и воздушных линий электропередач.

НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей пересекает р.Памендуй глубиной 1,3 м. В данном проекте пересечение водной преграды выполняется надземным способом в защитном футляре с проведением резервной нитки Ду200. В качестве узлов береговых задвижек в проекте предусмотрены узел отключения на резервную нитку и узел подключения от резервной нитки. Узлы береговых задвижек устанавливаются выше уровня 10% ГВВ. На узлах установлены электроприводные задвижки, манометры со шкалой 0-60 кгс/см², вентили угловые специальные (ВУС). Узлы находятся в обваловании, сбор стоков осуществляется в инвентарные поддоны. Также на узле подключения от резервной нитки предусмотрен вантуз, состоящий из задвижки клиновой фланцевой и муфты сухого разъема. Узел подключения к существующему нефтепроводу включает в себя задвижки клиновые фланцевые, затвор обратный, манометры со шкалой 0-60 кгс/см², вентили угловые специальные (ВУС). Конструкция узлов представлена на чертеже 19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г5, 19-01НИПИ/2021-ТКР1.Г6.

Концы защитного кожуха должны быть выведены за границу меженного горизонта воды не менее, чем на 25 м. Защитный кожух выполняется из труб стальных электросварных прямошовных Ду700 с толщиной стенки 10 мм с заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена. Для прокладки трубопроводов внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых «Спейсер-Номинал». Для герметизации межтрубного пространства и исключения вероятности попадания транспортируемой нефти в водный объект согласовано применение сальниковых компенсаторов.

Сальниковые компенсаторы устанавливаются на концах защитного кожуха. Межтрубное пространство заполняется инертным газом – азотом, и создается избыточное давление равное 50-70% от минимального рабочего давления в трубопроводе. Резкое падение давления послужит сигналом о разгерметизации футляра. Благодаря герметичной системе, углеводороды не попадут в окружающую среду. К тому же данная конструкция обеспечивает пожаробезопасность данного участка нефтепровода. Система обнаружения утечек надземного перехода представлена в разделе 12 настоящего тома. Конструкция защитного кожуха с

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

сальниковыми герметизаторами представлена на чертеже 19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г12. Расположение защитного кожуха представлено на чертеже плана 19-01-НИПИ/2021-ППО1.Г3 и на чертеже продольного профиля 19-01-НИПИ/2021-ППО1.Г5. Расположение резервной нитки представлено на чертеже продольного профиля резервной нитки 19-01-НИПИ/2021-ППО1.Г6.

На каждом полукилометре и углах поворота трассы, на пересечении с водными преградами с двух сторон необходимо установить опознавательные знаки. Для установки использовать ближайшую опору трубопровода. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу.

7.2 Общие сведения

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

Расчетный срок службы проектируемых промышленных трубопроводов составляет не менее 20 лет.

В соответствии с СП284.1325800.2016 для трубопроводов диаметром Ду200 предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода после строительства с пропуском очистного устройства.

Для проектируемого нефтесборного коллектора Ду200 мм предусмотрена предпусковая внутритрубная приборная диагностика.

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

- монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;
- монтаж компенсаторов по всей протяженности трасс проектируемых трубопроводов;
- применение теплоизоляции по всей протяженности трасс 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, предусмотрены:

- крепление трубопровода технологическими опорами, расположенными на строительных конструкциях;
- применение отводов гнутых и крутоизогнутых, изготовленных из бесшовных труб, для максимального снижения гидравлического сопротивления;

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

						19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							19
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- применение равнопроходной арматуры;
- применение единого диаметра труб на всём протяжении трассы НСК;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок.

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).

Установлена охранный зона в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопроводов с каждой стороны.

В соответствии с № 123-ФЗ в таблице 4 определены взрывоопасные зоны, классы, категории и группы взрывоопасных смесей.

Таблица 4 - Взрывоопасные зоны и их классы, категории и группы взрывоопасных смесей

Наименование объекта	Категория и группа смеси	Класс пожароопасных и взрывоопасных зон (ФЗ №123 ст.18, 19 /ПУЭ)	Класс технологической среды по взрывопожароопасности (ФЗ № 123, ст. 16)	Класс пожароопасных и взрывоопасных зон (гл.5 № 123-ФЗ)
Камеры пуска-приема очистных устройств	IIА-ТЗ	В-Г	пожаровзрывоопасная	2 класс
Узлы задвижек				
Дренажные емкости				

7.3 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов

Запорная арматура по трассе проектируемых нефтегазопроводов устанавливается:

- на обвязках добывающих скважин - задвижки клиновые фланцевые с выдвигным шпинделем Ду100 мм;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т							20
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

– на узлах камер пуска и приема СОД, на узлах подключения к существующим трубопроводам - задвижки клиновые фланцевые с выдвижным шпинделем Ду100, Ду200, Ду250 мм.

На узлах отключения на резервную нитку и подключения от резервной нитки, выступающих в качестве узлов береговых задвижек, предусмотрена установка электроприводной запорной арматуры для возможности дистанционного отключения куста от общей нефтегазосборной сети.

7.4 Результаты расчетов промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость

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

Для промысловых нефтепроводов (за границами технологических площадок) нормативный документ для расчета СП 284.1325800.2016.

Скорость коррозии промысловых нефтепроводов не более 0,1 мм год.

Результат расчета представлен в таблицах 5.

Таблица 5 – Результаты расчета на прочность промысловых нефтегазопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Давление, МПа	Коэффициент условий работы трубопровода, Ус	Коэффициент надежности по материалу, Ум	Коэффициент надежности по назначению трубопровода, Уп	Коэффициент надежности по нагрузке, Уf	Коэффициентуспехи способности труб, П	Расчетное сопротивление материала труб (соединительных деталей), R, МПа	Расчетная толщина стенки, мм	Прибавка на коррозию, с2, мм	Толщина стенки с учетом прибавки на коррозию, мм	Отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчётный срок службы трубопровода, лет
114	4,0	0,75	1,47	1,00	1,2	1	247,45	1,09	2,0	3,09	2,0	6,0	40
2,10								4,10		2,5	8,0	55	
2,29		4,29						2,5		8,0	55		

Назначенный срок службы промысловых нефтепроводов составляет 20 лет, что соответствует требованиям задания на проектирование.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв.№	Подп. и дата	Инд. № подл.	19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т				Лист
													21

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

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах определена в целом по строительству на основе физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин и транспортных средств с учетом принятых организационно-технологических схем строительства и приведена в таблице 6.

Таблица 6 - Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах

Машины и механизмы	Марка	Количество
Экскаватор	ЕТ-14; ковш 0,65 м ³	1
Автомобильный кран	КС-35714-2; груз. 17 т	1
Автомобильный кран	КС-45717К-1; г/п. 25 т	1
Трубоукладчик	ТР12.22.01, на базе трактора Т10МБ.0121-5; 132 (180) кВт(л.с.)	2
Бульдозер болотной модификации	Б10Б.2121-2В4; 130 кВт	1
Сваебойный агрегат	СП-49, на базе трактора Т-100	1
Бурильно-крановая машина	БКМ-1514, КАМАЗ-53228	1
Поливомоечная машина	КО-713-03	1
Погрузчик фронтальный	ПК-30; 1,6 м ³	1
Агрегат сварочный	АДД-2×2502	2
Азотная передвижная компрессорная станция	ТГА-5/101 С90 на шасси КАМАЗ 43118-50	1
Вибротрамбовка	ТСС ВТ-80Х; 4,0(5,5) кВт(л.с.)	1
Полуприцеп бортовой НЕФАЗ 93341	Седельный тягач КАМАЗ 53504; нагрузка на ССУ 12,2 т; 221 (300)кВт (л.с.)	1
Автомобиль бортовой	КАМАЗ-43118	2
Автомобиль самосвал	КАМАЗ-65115	1
Седельный тягач	КАМАЗ-65226, 530 л.с.	1
Полуприцеп-тяжеловоз	ЧМЗАП-9990; г/п. 60 т	1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист
22

9 Перечень мероприятий по энергосбережению

С целью определения температурного режима проектируемых трубопроводов и подбора теплоизоляции произведен тепловой расчёт. С учетом надземной прокладки все проектируемые трубопроводы подлежат тепловой изоляции.

Для выкидной линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой» и нефтесборного коллектора от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей предусмотрено применение труб и фитингов в заводской теплоизоляции ППУ толщиной 100 мм.

Для теплоизоляции узлов и спецдеталей проектом предусмотрено применение матов минераловатных прошивных с обкладкой из металлической сетки марки МП (МС) толщиной 100 мм МП(МС)-100-2000.1000.100. В качестве покровного слоя предусмотрено использование тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,7 мм.

Для теплоизоляции сварных стыков применяется комплект из скорлуп из пенополиуретана толщиной 100 мм для надземных труб в оцинкованной оболочке ППУ-ОЦ.

Для теплоизоляции запорной арматуры по трассе проектируемого трубопровода предусмотрено применение быстросъемных термочехлов заполненных теплоизоляционным материалом из негорючих материалов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								24
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

10 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.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 25
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

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

Порядок организации работ, регламентация обязанностей и ответственности административно-технического персонала по охране труда и технике безопасности на объектах систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды определяются следующими документами: «Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности», «Правилами безопасности при сборе, подготовке и транспортировании нефти и газа на предприятиях нефтяной промышленности» и «Единой системой работ по созданию безопасных условий труда».

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

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

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

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

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

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

При организации и производстве работ должна учитываться специфика производства, определяемая опасными свойствами транспортируемых компонентов: токсичностью, испаряемостью, способностью электризоваться, взрывоопасностью, пожароопасностью, коррозионной активностью и т.д.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

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

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

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

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

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

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

Обучение рабочих на производстве проводится в соответствии с «Типовым положением о профессиональном обучении рабочих на производстве в нефтяной промышленности» по разработанным и утвержденным программам. Программы должны периодически, не реже одного раза в 3 года, пересматриваться и заново утверждаться.

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

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

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

Внеочередная проверка знаний у рабочих проводится:

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

- при изменении производственного (технологического) процесса, внедрении нового вида оборудования и механизмов;
- при введении в действие новых правил и норм безопасности, инструкций по безопасному ведению работ;
- в случае выявления нарушений требований правил безопасности и инструкций, которые могли привести или привели к травме или аварии;
- по приказу или распоряжению руководства предприятия, по указанию вышестоящих органов;
- по требованию органов государственного надзора и технических инспекторов труда профсоюзов в случае обнаружения недостаточных знаний;
- при переводе на другую работу или перерыве в работе более 6 месяцев.

Работники, обслуживающие трубопроводы, должны пройти инструктажи по правилам безопасности в соответствии с «Единой системой управления охраной труда в нефтяной промышленности»:

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

б) инструктажи на рабочем месте:

- первичный для рабочих и мастеров с практическим обучением - перед допуском к самостоятельной работе или при переводе с одной работы на другую;
- периодический (повторный) проводится руководителем работ непосредственно на рабочем месте для рабочих по программе первичного инструктажа не реже чем через полгода, а для профессий с повышенными требованиями безопасности - через 3 месяца, для ИТР - не реже чем через 2 года;
- внеочередной (внеплановый), вызванный производственной необходимостью - при изменении производственного процесса, замене одного вида оборудования на другой и в подобных случаях, когда изменяются условия труда;
- если на участке произошел несчастный случай или отказ;
- при необходимости доведения до сведения работающих дополнительных требований, вызванных введением новых правил и инструкций по безопасному ведению работ;

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №					
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т				

- если выявлены случаи нарушения правил и инструкций, производственной дисциплины независимо от принятых мер воздействия;
- разовый (текущий) инструктаж по приказу или распоряжению вышестоящих организаций и контролирующих органов - перед выполнением особо опасных работ (по установленному перечню).

За состоянием условий труда на объектах промыслового сбора и транспорта нефти, газа и воды должен быть организован ведомственный контроль, осуществляемый непосредственными руководителями работ и организаторами производства согласно «Положению о ведомственном (оперативном) контроле за состоянием условий труда».

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

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								29
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

12 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 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 пункт.

12.1 Объем контроля и автоматизации

Объем контроля и автоматизации, предусматриваемый данным проектом выполнен в соответствии с СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015, графически представлен на чертежах 19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г1. Планы расстановки средств автоматизации и телемеханизации представлены на чертежах 19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г18, 19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г17.

Объектами автоматизации и телемеханизации для нефтесборных коллекторов и выкидных линий от добывающих скважин являются:

узлы подключения к существующему нефтесборному коллектору.

дренажные емкости (2 шт.)

выкидная линия от добывающей скважины;

переход через реку;

узлы пуска/приема очистного устройства;

КТП;

Узлы подключения к существующему нефтесборному коллектору

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

местный контроль давления в трубопроводе.

Дренажные ёмкости.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист
30

Проектом предусматривается:

местный контроль уровня.

Выкидная линия от добывающей скважины

Подключение проектируемой выкидной линии осуществляется к существующей добывающей скважине. Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе;

контроль загазованности. Установка стационарных датчиков контроля загазованности не предусматривается. Площадка куста скважин эксплуатируется без постоянного присутствия персонала. При обходах и ремонте сооружений обслуживающим персоналом, контроль загазованности осуществляется переносным газоанализатором.

отключение УЭЦН при аварийном максимальном (P_{max}) и аварийном минимальном давлении (P_{min}) на выкидном трубопроводе от устья скважины.

Переход через реку

Проектом предусматривается:

местный контроль давления в трубопроводе;

дистанционный контроль давления в трубопроводе;

дистанционный контроль давления в кожухе;

дистанционный контроль загазованности в кожухе.

управление задвижками электроприводными (4 шт.) на нефтепроводе: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае падения давления в трубопроводе, повышения давления в кожухе, при загазованности в кожухе; в ручном режиме - либо по месту, либо с АРМ-оператора ЦПС Тобой;

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

Узлы пуска очистного устройства.

Проектом предусматривается:

местный контроль давления после камеры узла пуска очистного устройства;

местная сигнализация прохождения очистного устройства;

Узлы приема очистного устройства.

Проектом предусматривается:

местный контроль давления после камеры узла пуска очистного устройства;

местная сигнализация прохождения очистного устройства;

КТП

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т						Лист
						31

дистанционное измерение напряжения по фазе А,В,С;

дистанционное измерение тока фазы А,В,С.

Контроль герметичности нефтегазопровода осуществляется на основании информации, поступающей от системы линейной телемеханики (сигнализации Pmin/Pmax давления в выкидных линиях добывающих скважин месторождения, сигнализация выхода ЭЦН (ШГН) добывающих скважины месторождения в аварию по недогрузке насосного агрегата). Также персоналом ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» при периодических обходах площадных и линейных технологических объектов осуществляется визуальный и газоаналитический контроль герметичности (переносным газоанализатором).

12.2 Телемеханизация

Сбор информации и управление рассредоточенными объектами выполняется существующей системой ЦПС Тобой на базе программируемых логических контроллеров. Система производит съем информации с цифровых, аналоговых 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. Структурную схему КТС АСУТП см. 19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г16

Система АСУ ТП построена по трехуровневому иерархическому принципу:

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

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

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

- измерительные приборы, выходной сигнал 4-20мА;
- ЗРА запорно-регулирующая арматура.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист
32

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

ЗРА позволяет управлять технологическим процессом.

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

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.

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 СУ ТМ состоит из:

1) ПЛК согласно опросному листу рабочей документации;:

- ЦПУ;
- модули дискретного ввода (2 шт.);
- модуль дискретного вывода;
- модули аналогового ввода (3 шт.);
- блок питания 24В.

2) Дополнительное оборудование:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. инв. №	Подп. и дата	Изм. инв. №	19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
										33

Таблица 8 – Объем информации передаваемой в ЦПС Тобой

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
КТП			
Напряжение по фазе А, В, С	x	-	-
Ток фазы А, В, С	x	-	-
Пожарная сигнализация	-	x	-
Несанкционированный доступ	-	x	-
ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ РЕКУ			
Давление в трубопроводе (до перехода, после перехода, внутри перехода)	x	x	-
Давление в кожухе (основной и резервной ниток)	x	x	-
1,2 порог загазованности СН4 в кожухе (основной и резервной ниток)	x	x	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть/закрыть/стоп; открыта/закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x
ВЫКИДНАЯ ЛИНИЯ ОТ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ			
Давление на линии	x	x	-
Расход	x	-	-

12.3 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 контроля давления манометры МП (IP65) производства ООО НПО «ЮМАС», Россия, или аналогичный согласно опросному листу рабочей документации;

для дистанционного измерения давления – датчик избыточного давления АИР-10Н (1ExdIICT6, IP65) производства ООО НПП "Элемер", Россия/США, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

для местного измерения уровня уровнемер поплавковый УПВ (автономный) (IP67) производство ООО «КСР-2», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист
35

для дистанционного измерения расхода – счетчик жидкости СКЖ (1ExdIIВТ4 Х, IP67), ООО НПО «НТЭС» или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

вычислитель ИМ2300DIN (IP30) производства ФГУП «ОКБ «Маяк», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

для контроля загазованности предусматриваются датчик-газоанализатор стационарный ДГС ЭРИС-210 (1Exd[ia]IICT6, IP67) производства ГК «ЭРИС», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

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

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 КИПиА, прокладываемых во взрывоопасных зонах предусматривается кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем СКАБ250нг(А)-LS Nx2xS/СКАБ250Кнг(А)-LS Nx2xS (или аналогичный) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий КИПиА, прокладываемых вне взрывоопасных зон предусматривается кабель КВВГЭнг(А)-LS/МКЭШВнг(А)-LS-Nx2xS/МКЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS (или аналогичные) соответствующие 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 этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП 77.13330.2016.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист 36
------	--------	------	--------	-------	------	------------------------	------------

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.

Прокладка внешних искробезопасных и искроопасных цепей, в соответствии с ПУЭ и ГОСТ 22782.5-78*, осуществляется отдельными кабелями.

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

Инд. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №					
						19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата						37

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

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

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

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

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

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

С целью предотвращения возможных террористических актов выполняются следующие мероприятия:

- проводятся периодические корректировки планов эвакуации работников нефтепромыслов с территории опасного производственного объекта;
- отрабатываются действия работников нефтепромысла на случай обнаружения подозрительных предметов, проводятся практические занятия с руководящим составом по вопросам повышения бдительности на объектах нефтедобычи и порядке действий в случае возникновения ЧС с последующим инструктированием всех работников на местах.

С целью предотвращения возможных террористических актов выполняются следующие мероприятия:

- проводятся периодические корректировки планов эвакуации работников нефтепромыслов из административно-бытовых помещений;
- отрабатываются действия работников нефтепромысла на случай обнаружения подозрительных предметов, проводятся практические занятия с руководящим составом по вопросам повышения бдительности на объектах нефтедобычи и порядке

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

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

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

действий в случае возникновения ЧС с последующим инструктированием всех работников на местах;

- проводятся периодические профилактические осмотры административных зданий, бытовых помещений, объектов социально-бытового назначения в вахтовых пунктах совместно с сотрудниками территориальных отделов внутренних дел;
- проводятся дополнительные инструктажи бригад обслуживания, осуществляющих периодический осмотр трасс промысловых нефтепроводов.

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								39
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

Техническое обслуживание и ремонт оборудования на предприятии осуществляет ремонтное хозяйство.

Назначение ремонтного хозяйства предприятия заключается в своевременном и в полном объеме удовлетворение потребностей производственных подразделений предприятия в техническом обслуживании и ремонте оборудования с минимальными затратами.

Техническое обслуживание проектируемых трубопроводов включает:

- патрулирование трасс трубопроводов – визуальные наблюдения с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности трубопроводов, безопасности окружающей среды;
- регулярные осмотры и обследования всех участков трубопроводов с применением технических средств с целью определения их технического состояния;
- мероприятия по тщательному осмотру с применением приборного контроля за амплитудой и частотой вибрации не реже одного раза в три месяца.

На действующем промысле имеется сложившаяся структура ремонтной базы, со всем необходимым оснащением

Дополнительного ремонтного хозяйства не требуется.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								40
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Библиография

116-ФЗ от 21.07.1997	О промышленной безопасности опасных производственных объектов
184-ФЗ от 27.12.2002	О техническом регулировании
384-ФЗ от 30.12.2009	Технический регламент о безопасности зданий и сооружений
123-ФЗ от 22.07.2008	Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
Приказ №96 от 11.03.2013	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	Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию
Постановление №390 от 25.04.2012	Правила противопожарного режима в Российской Федерации
Постановление № 843 от 26 августа 1995 г.	О мерах по улучшению условий и охраны труда (в ред. Постановления Правительства РФ от 21.03.98 № 332)
ГОСТ Р 51164-98	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии
ГОСТ Р 21.1101-2013	Основные требования к проектной и рабочей документации
ГОСТ 2.105-95	Общие требования к текстовым документам
ГОСТ 7512-82	Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод
ГОСТ 23740-2016	Грунты. Методы лабораторного определения содержания органических веществ
ГОСТ 25100-2020	Грунты. Классификация
ГОСТ 9.602-2016	Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии
ГОСТ 27751-2014	Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения и требования
ГОСТ 15150-69	Машины, приборы и другие технические изделия исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							42	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ГОСТ 12.4.009-83	воздействия климатических факторов внешней среды Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание
ГОСТ 23118-2012	Конструкции стальные строительные. Общие технические условия
ГОСТ 2.106-96	Единая система конструкторской документации. Текстовые документы
ГОСТ 2.301-86	Единая система конструкторской документации. Форматы
ГОСТ 10434-82	Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования
ГОСТ Р 55990-2014	Месторождения нефтяные и газовые. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
СП 284.1325800.2016	Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.
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
СП 16.13330.2017	Стальные конструкции (Актуализированная версия СНиП II-23-81*)
СП 20.13330.2016	Нагрузки и воздействия. (Актуализированная версия СНиП 2.01.07-85*)
СП 24.13330.2011	Свайные фундаменты (Актуализированная редакция СНиП 2.02.03-85)
СП 28.13330.2017	Защита строительных конструкций от коррозии (Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85)
СП 45.13330.2017	Земляные сооружения, основания и фундаменты (Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87)
СП 36.13330.2012	Магистральные трубопроводы
СП 50.13330.2012	Тепловая защита зданий
СП 131.13330.2020	Строительная климатология

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т						Лист
									43
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

ГОСТ 32569-2013	Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах
СП 115.13330.2016	Геофизика опасных природных воздействий
СП 49.13330.2010	Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования
СНиП 12-04-2002	Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство
СП 76.13330.2016	Электротехнические устройства
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
ППБО-85	Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
СТП 01-007-97	Стандарт ОАО «ЛУКОЙЛ». Автоматизированная система управления технологическими процессами нефтедобычи
ТУ-газ-86	Требования к установке сигнализаторов и нефтеанализаторов
СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015	Автоматизированные системы управления технологическими процессами и производством. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа.
СТО Газпром 2-2.2-136-2007	Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных нефтепроводов. Часть 1
РД 34.21.122-87	Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений
СО 153-34.21.122	Инструкция по устройству молниезащиты зданий,

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т						Лист
									44
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Серия 08 вып.19	сооружений и промышленных коммуникаций Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
19-01-НИПИ/2021-ИГДИ	Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной документации
19-01-НИПИ/2021-ИГИ	Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации
19-01-НИПИ/2021-ИГМИ	Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной документации
19-01-НИПИ/2021-ИЭИ	Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации
190-ФЗ от 29.12.2004	Градостроительный кодекс Российской Федерации
ГОСТ Р 21.101-2020	Основные требования к проектной и рабочей документации
ГОСТ 2.105-2019	Общие требования к текстовым документам
СП 32.13330.2018	«Канализация. Наружные сети и сооружения».
СП 18.13330.2019	Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка ».
ФГУП «НИИ ВОДГЕО»	«Рекомендации по расчету систем сбора, отведения и очистки поверхностного стока с селитебных территорий, площадок предприятий и определению условий выпуска его в водные объекты».
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».
ГОСТ Р 58367-2019	Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т							45
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Ведомость документов графической части

Обозначение	Наименование	Примечание
19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г1	Схема линейных объектов	1 Лист
19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г2	Компенсаторы тип 1-2. НСК от т.вр. куста 2 Тобой - до т.вр. в МНП Перевозное - УПН Варандей.	1 Лист
19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г3	Компенсатор. В/л от скв.35 до т.вр. в МПН "ДНС Мядсей - ЦПС Тобой"	1 Лист
19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г4	Узел пуска СОД. План. Разрез 1-1. НСК от т.вр. куста 2 Тобой - до т.вр. в МНП Перевозное - УПН Варандей.	1 Лист
19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г5	Узел отключения на резервную нитку. План. Разрезы 1-1, 2-2. НСК от т.вр. куста 2 Тобой - до т.вр. в МНП Перевозное - УПН Варандей.	1 Лист
19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г6	Узел подключения от резервной нитки. План. Разрез 1-1. НСК от т.вр. куста 2 Тобой - до т.вр. в МНП Перевозное - УПН Варандей.	1 Лист
19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г7	Узел приёма СОД. План. Разрез 1-1. НСК от т.вр. куста 2 Тобой - до т.вр. в МНП Перевозное - УПН Варандей.	1 Лист
19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г8	Узел подключения в существующий трубопровод. План. Разрезы 1-1, 2-2. НСК от т.вр. куста 2 Тобой - до т.вр. в МНП Перевозное - УПН Варандей.	1 Лист
19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г9	Узел обвязки добывающей скважины №35 План. Разрез 1-1. В/л от скв.35 до т.вр. в МПН "ДНС Мядсей - ЦПС Тобой.	1 Лист
19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г10	Узел подключения. План. Разрезы 1-1, 2-2. В/л от скв.35 до т.вр. в МПН "ДНС Мядсей - ЦПС Тобой.	1 Лист
19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г11	Дренажная емкость V=5 м ³ . План. Разрезы 1-1, 2-2	1 Лист
19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г12	Конструкция надземного защитного кожуха Ду700. Общий вид. Разрезы 1-1, 2-2	1 Лист
19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г13	Поддон для сбора стоков План. Разрез 1-1	1 Лист
19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г14	Опора под клиновую задвижку. Общий вид. Разрез 1-1	1 Лист
19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г15	Опознавательный знак на надземном трубопроводе. Общий вид. Разрез 1-1. Вид А. Спецификация	1 Лист

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл

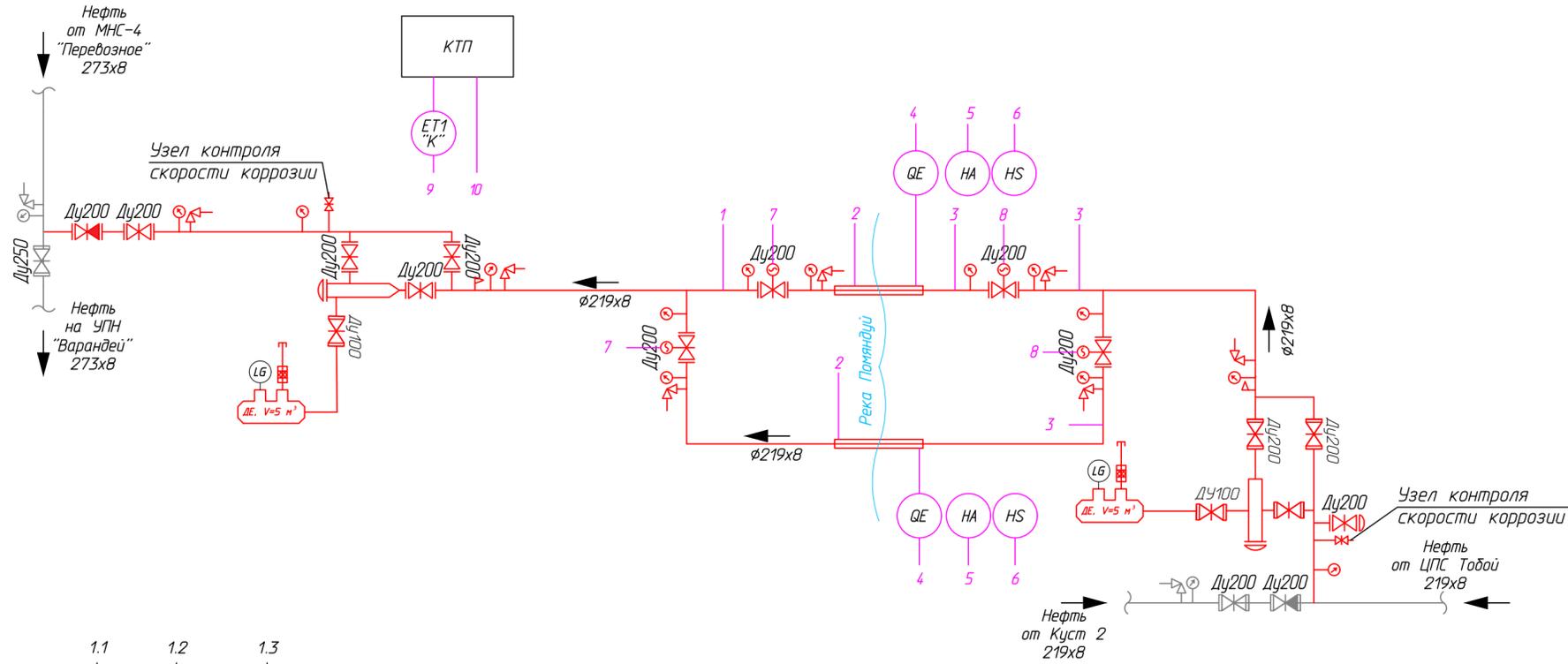
19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г

Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023 г.)

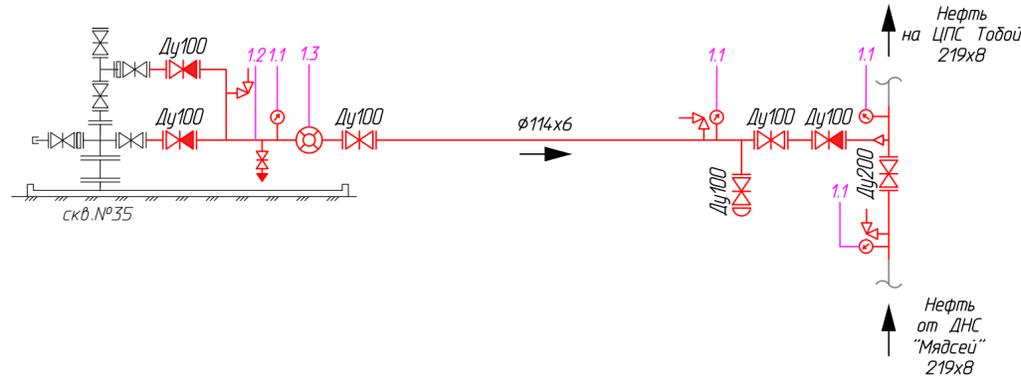
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Коврижных				04.22	П		1
Проверил	Новоселова				04.22			
Н. контр.	Салдаева				04.22	Ведомость документов графической части		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Схема линейного объекта и схема автоматизации. Выкидная линия

НСК т.вр.к.2 - т.вр. МНП "Перевозное - УПН Варандей"



Выкидная линия скв.№35 - 3У "Оэна"



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Проектируемый нефтепровод
	Задвижка клиновья
	Затвор обратный
	Спускник
	Манометр
	Вентиль угловой специальный
	Клапан обратный тройниковый
	Камеры пуска и приема очистных устройств
	Дренажная емкость
	Узел контроля скорости коррозии
	Уровнемер автономный
	Счетчик

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл.

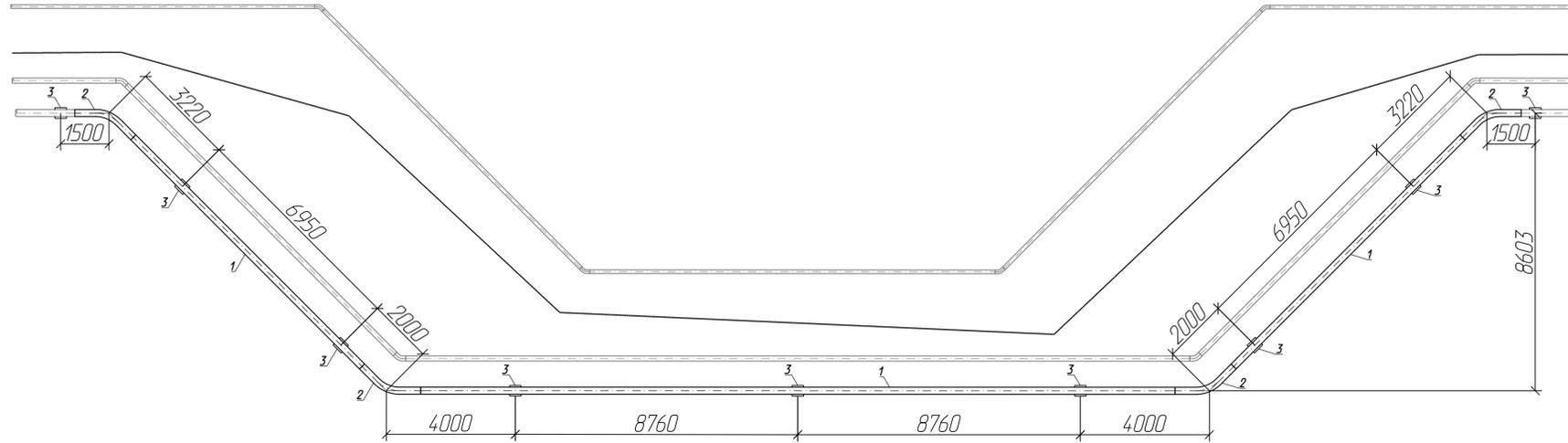
Приборы по месту	1.1	1.2	1.3
	Давление	Давление	Расход
	PG 101	PT 101	FT 101
	4шт.		
Щафы КИП, ШУ			FQIT 101
			ШТМ (сущ.)
Площадка скважин			
Щаф телемеханики (сущ.)			
Контроллер			
Аналоговые вх.			
Дискретн. вх.			
Аналоговые вых.			
Дискретные вых.			
Счетные вх.			
Цифровые вх.			
			RS485/Modbus RTU

Приборы по месту	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Давление	Давление	Давление	Загазованность	Сигнализация (загазованность)	Апробирование сигнализация	Управление открыть/закрыть	Управление открыть/закрыть	Ток А.В.С.	Напряжение А.В.С.
	PT 101	PT 111	PT 121	QT 101			NSA 101	H	NSA 103	H
	1шт.	2шт.	3шт.	2шт.			2шт.	2шт.	2шт.	2шт.
Щафы КИП, ШУ	4...20 мА	4...20 мА	4...20 мА	4...20 мА	(2)	(1)	(3) "Откр./Закр.", "Стоп"	(4) "Откр./Закр.", "Местн./Дист.", "Неиспр."	(3) "Откр./Закр.", "Стоп"	(4) "Откр./Закр.", "Местн./Дист.", "Неиспр."
Площадка скважин										
Щаф телемеханики (сущ.)										
Контроллер										
Аналоговые вх.										
Дискретн. вх.										
Аналоговые вых.										
Дискретные вых.										
Счетные вх.										
Цифровые вх.										
									RS485/Modbus RTU	(2) "Дист.", "Неиспр."

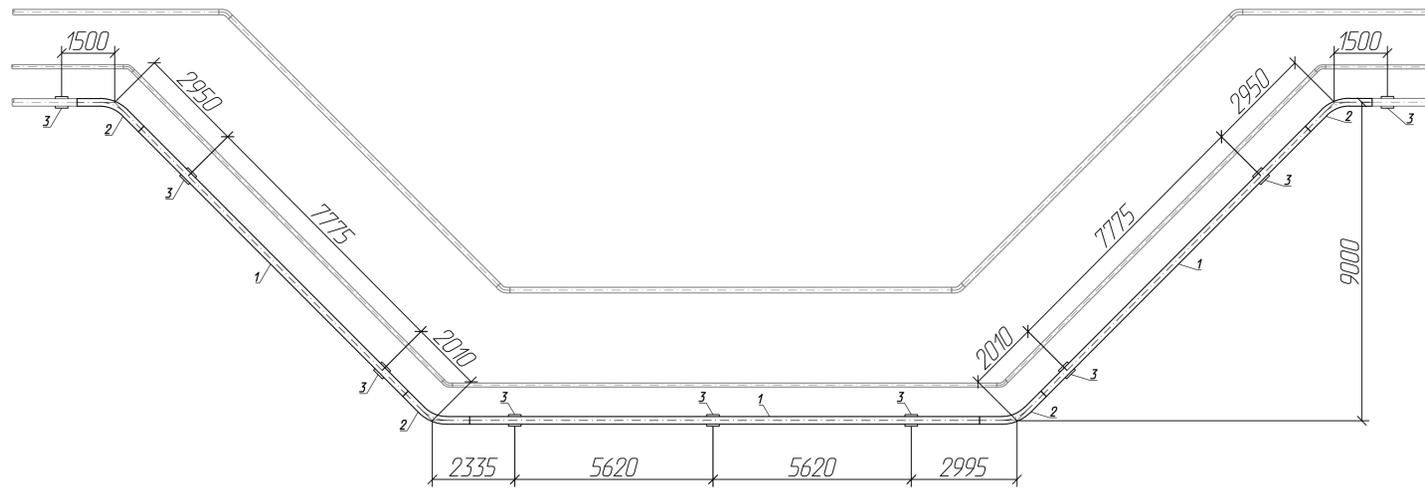
19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г1				
Реконструкция трубопроводов Табойского месторождения (2023г.)				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Дата
				05.22
Разраб.				05.22
Проверил				
Н. контр.	Салдаева			05.22
Схема линейного объекта и схема автоматизации. Нефтеоборный коллектор			Лист	1
			Стадия	П
			Лист	
			Листов	
			ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	
Формат А2				

Компенсаторы тип 1-2.
НСК от т.вр. куста 2 Тобой - до т.вр. в МНП
Перевозное - УПН Варандей.

Тип 1



Тип 2



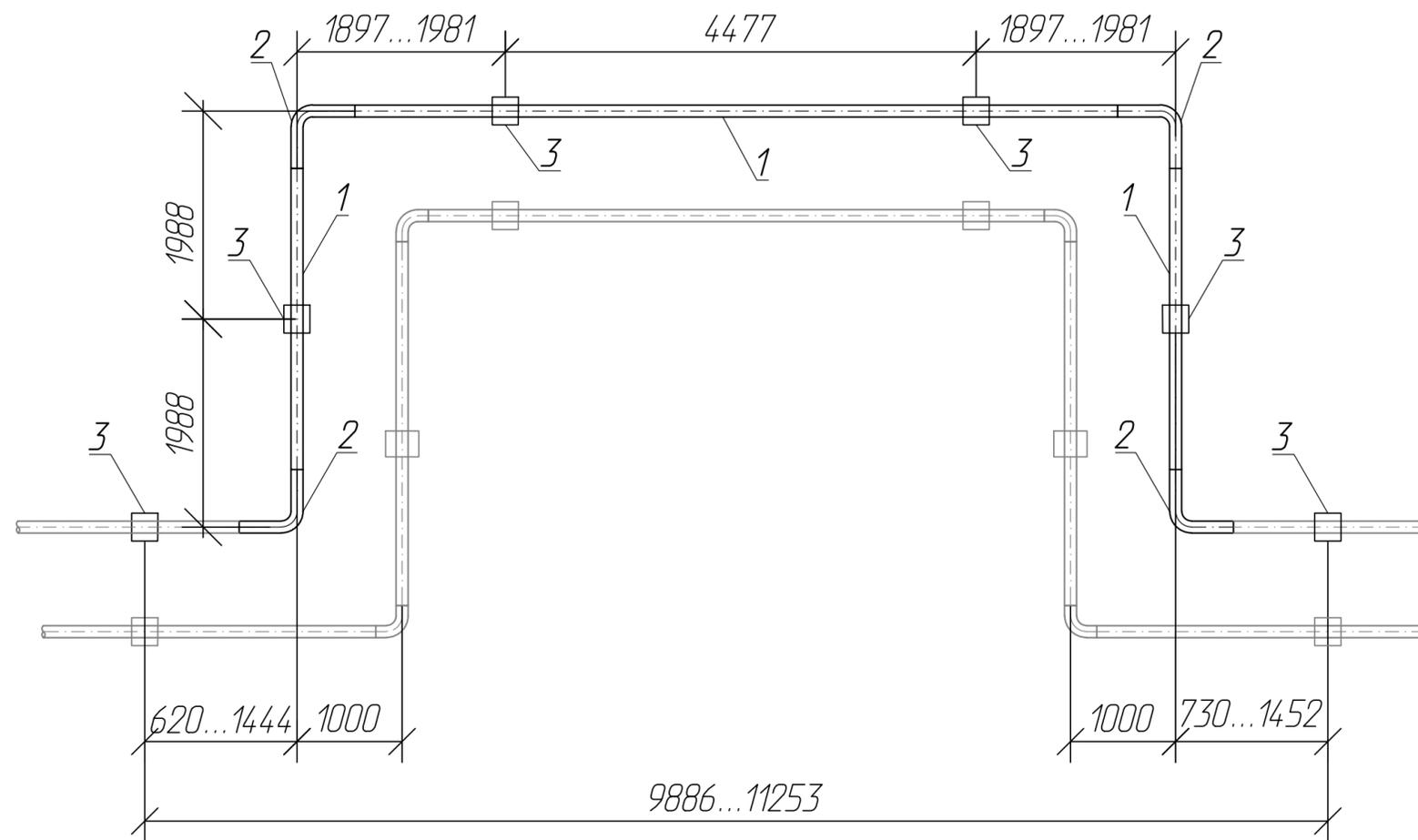
Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
Компенсатор тип-1					
1		Труба 219x8-20А бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним и однослойным наружным покрытием	44.0	41.6	м
2		Отвод из стали 20А с заводским двухслойным внутренним и наружным антикоррозионным покрытием:			
		Отвод ОГ 45°-219(ВКС0)-4.0-0.75-50Н- -100/100-Х11	4	18.3	
3		Опора скользящая хомутовая СХОТ-421-Х11-АКП	9	29.1	шт
Компенсатор тип-2					
1		Труба 219x8-20А бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним и однослойным наружным покрытием	36.0	41.6	м
2		Отвод из стали 20А с заводским двухслойным внутренним и наружным антикоррозионным покрытием:			
		Отвод ОГ 45°-219(ВКС0)-4.0-0.75-50Н- -100/100-Х11	4	18.3	
3		Опора скользящая хомутовая СХОТ-421-Х11-АКП	9	29.1	шт
Количество изделий и материалов в спецификации представлено на один компенсатор. компенсаторов тип-1 - 13 шт; тип-2 - 2шт.					

1. Теплоизоляция условно не показана;
2. Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАЛ-М80;
3. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки;
4. Строительные конструкции опор под трубопровод представлены в части конструктивных решений 19-01-НИПИ/2021-ТКР2;
5. * - размер уточнить по месту.

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г2					
Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)					
Изм.	Коп.ч	Лист	Док.	Подпись	Дата
					04.22
Разраб.	Кобрижных				04.22
Проверил	Новоселова				
Н. контр.	Салаева				04.22
НСК от т.вр. куста 2 Тобой - до т.вр. в МНП Перевозное - УПН Варандей.					000 "НИПИ нефти и газа УГТУ"
Формат А1					

Компенсатор.
В/л от скв.35 до т.вр. в МПН "ДНС Мядсеў - ЦПС Тобой"



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба 114x6-20А бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним и однослойным наружным покрытием	13	16,0	
2		Отвод из стали 20А с заводским двухслойным внутренним и наружным антикоррозионным покрытием:			
		Отвод ОКШ-К-400-90°-114(6К50)-4,0-0,75-1,5DN-20А-Х/11	4	7,0	вес без ППУ
3		Опора скользящая хомутовая СХОТ-316-Х/11-АКП	6	29,1	шт

Количество изделий и материалов в спецификации представлено на один компенсатор, всего 9 компенсаторов.

1. Теплоизоляция условно не показана;
2. Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАЛ-М80;
3. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной биметаллической втулки;
4. Строительные конструкции опор под трубопровод представлены в части конструктивных решений 19-01-НИПИ/2021-ТКР2;
5. * - размер уточнить по месту.

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г3

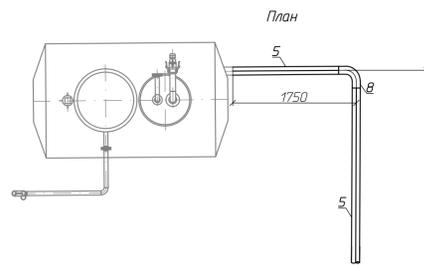
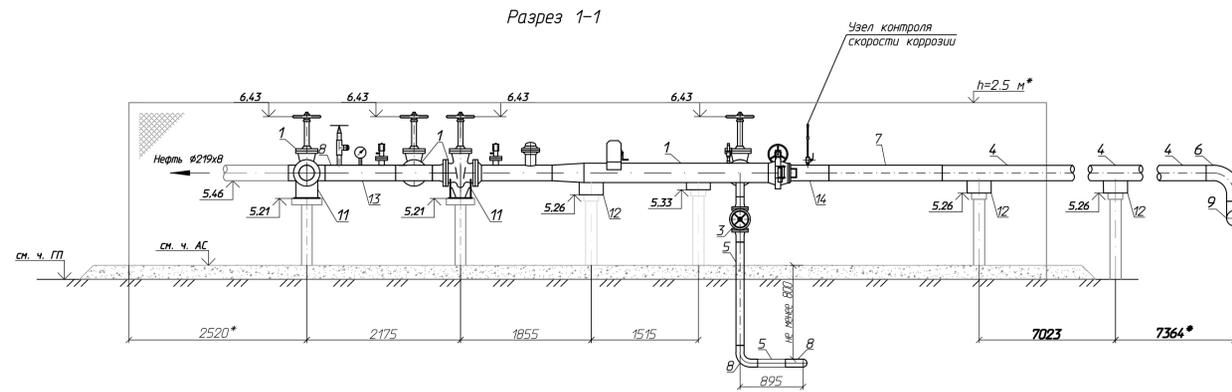
Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Коврижных		<i>ФФ</i>	04.22	П		1
Проверил		Новоселова		<i>НН</i>	04.22			
Н. контр.		Салдаева		<i>С</i>	04.22	Компенсатор, В/л от скв.35 до т.вр. в МПН "ДНС Мядсеў - ЦПС Тобой"		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

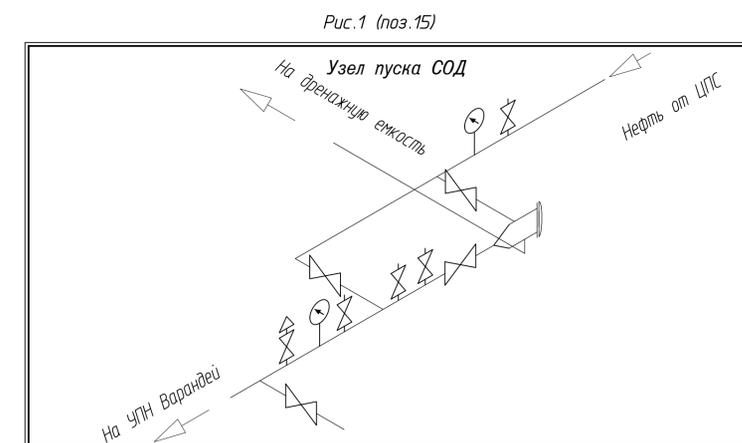
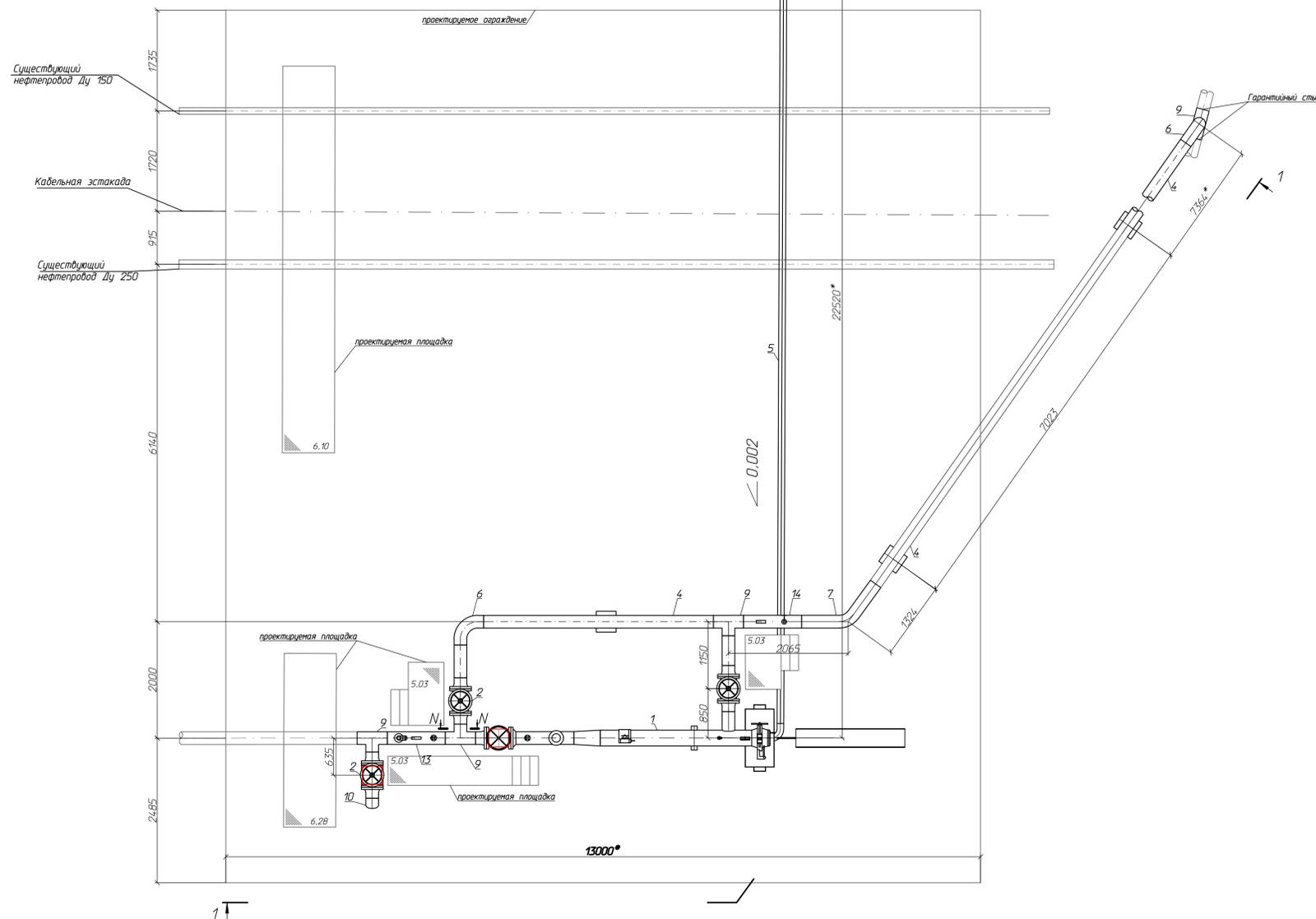
Узел пуска СОД.
НСК от т.вр. куста 2 Тодой - до т.вр. в МНП Перевозное - УПН Варандей

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
1	Ш-УПН-1-200-4,0-Х/1	Устройства пуска с трубной об- вязкой и ЗРА исп. ХЛ, правое исполнение, Ду200 мм, Ру 4,0 МПа	1	1280*	компл
2		Задвижка клиновая без КОФ Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа	2	222,0	
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа	6		
3		Задвижка клиновая без КОФ Ду 100 мм, Ру=4,0 МПа	1	65,0	
3.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 100 мм, Ру=4,0 МПа	2		
4		Труба стальная из стали 20А бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и односторонним наружным покрытием			
4		219x8-20А	20	4,16	
5		114x6-20А	26,0	16,0	
6		Детали из стали 20А с приварными катюшками 100мм с заводским двуслойным внутренним и наружным покрытием			
6		Отвод ОКШ-К-100-90°-219(6K50) -4,0-0,75-150N-20А-Х/1	2	28,3	вес с катюшками
7		Отвод ОГ 55°-219(8 K50) -4,0-0,75-150N-850/850-20А-Х/1	1	66,1	вес с катюшками
8		Отвод ОКШ-К-100-90°-114(6K50) -4,0-0,75-150N-20А-Х/1	3	7,0	вес с катюшками
9		Трапник ТШР-К-100-219(6K50) -4,0-0,75-20А-Х/1	4	26,3	вес с катюшками
10		Линице ДШ 219(6K50)-4,0-0,75-20А-Х/1	1	8,8	вес с катюшками
11		Опора под задвижку Ду200	2	25,7	
12		Опора СХОТ-421-Х/1-АКП	3	12,8	
13		Спецдеталь Ду200, L=800 мм для установки ВУС СОД и манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
14		Спецдеталь Ду200, L=1000 мм для установки узла коррозионного мониторинга и манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
15	Лист 6-ПН-2 вкл.зп	Пластина 900x600	1	8,47	



СЕЧЕНИЕ N-N



- Узел пуска СОД расположен на ПК0+23,9 проектируемого нефтесборного коллектора "НСК от т.вр. куста 2 Тодой - до т.вр. в МНП Перевозное - УПН Варандей"
- Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАЛ-М80.
- Арматуру фланцевую и надземную часть узла теплоизолировать в трассовых условиях.
- Задвижка и манометр показаны схематично. Теплоизоляция условно не показана.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка втулки.
- * - размер уточнить по месту.
- Строительные опоры и ограждение представлены в разделе 19-01-НИПИ/2021-ТКР2.

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г4					
Реконструкция трубопровода Тодойского месторождения (2023г.)					
Изм.	Кол.ч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.	Кобрижных				04.22
Проверил	Нобаселова				04.22
Н. контр.	Салаева				04.22
Узел пуска СОД. План, Разрез 1-1. НСК от т.вр. куста 2 Тодой - до т.вр. в МНП Перевозное - УПН Варандей.					000 "НИПИ нефти и газа УГТУ"
Стадия		Лист	Листов		
П			1		

Узел отключения на резервную нитку.
 НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП
 Перевозное – УПН Варандей.

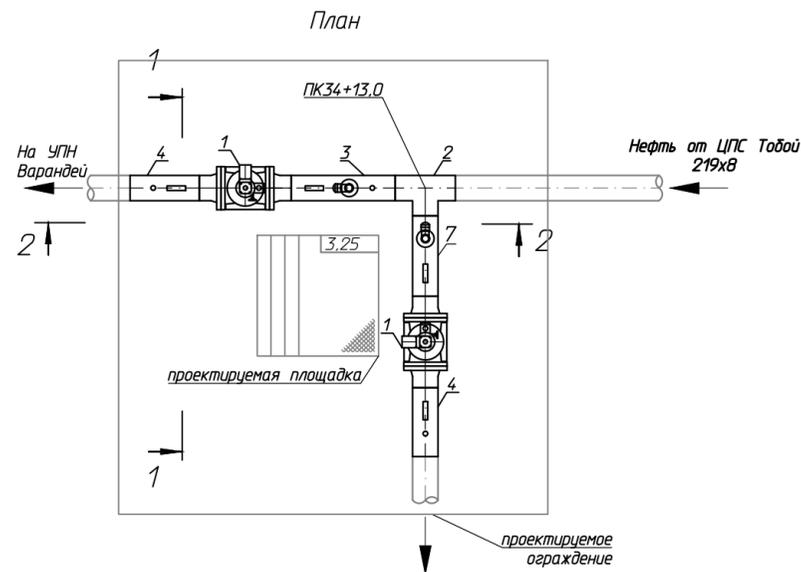
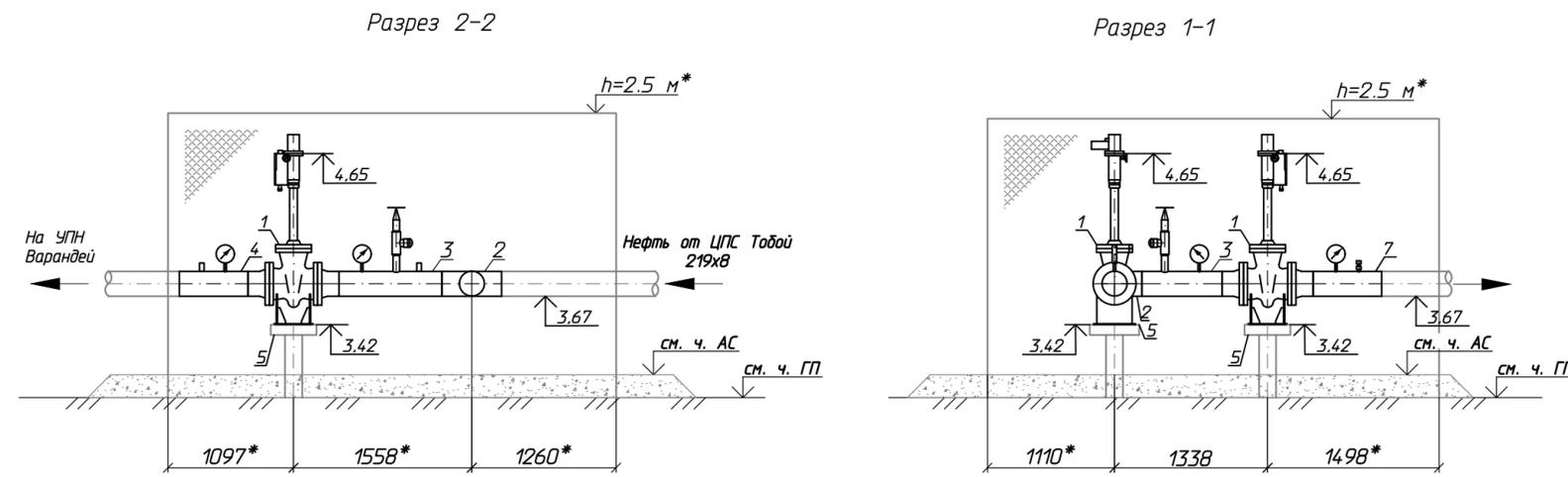


Рис.1 (поз.6)



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья электроприводная без КОФ Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа	2	222,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа	4		
		Детали из стали 20А с приварными катушками 100мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
2		Тройник ТШР-К-100-219(8K50) -4,0-0,75-20А-Х/11	1	41,48	вес с катушками
3		Спецдеталь Ду200, L=900 мм для установки ВУС и манометра и датчика давления с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
4		Спецдеталь Ду200, L=600 мм для установки манометра и датчика давления с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	2	-	
5		Опора под задвижку Ду200	2	25,7	
6	Лист Б-ПН-2 Всп3сп	Пластина 900x600	1	8,47	
7		Спецдеталь Ду200, L=700 мм для установки ВУС и манометра и с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	

1. Узел отключения на резервную нитку расположен на ПК34+13,0 проектируемого нефтесборного коллектора "НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей".
2. Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАП-МВО.
3. Арматуру фланцевую и надземную часть узла теплоизолировать в трассовых условиях.
4. Задвижка и манометр показаны схематично. Теплоизоляция условно не показана.
5. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка втулки.
6. Строительные конструкции опор под трубопровод представлены в части конструктивных решений 19-01-НИПИ/2021-ТКР2.
7. *- размер уточнить по месту.

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г5

Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Коврижных		<i>ФФ</i>	05.22	П		1
Проверил		Новоселова		<i>НН</i>	05.22			
Н. контр.		Салдаева		<i>С</i>	05.22	Узел отключения на резервную нитку. План. Разрезы 1-1, 2-2. НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей.		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

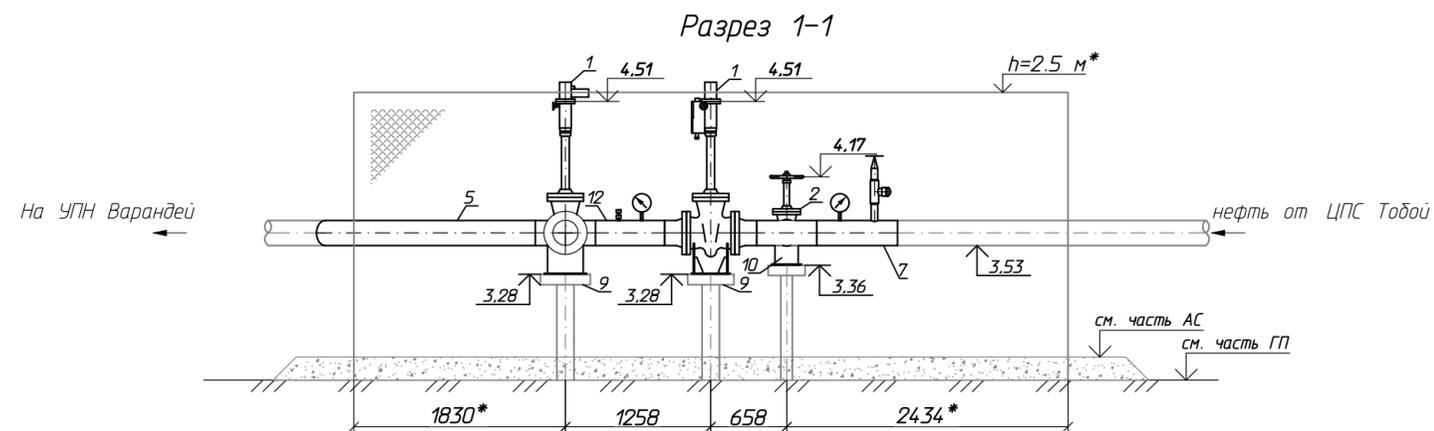
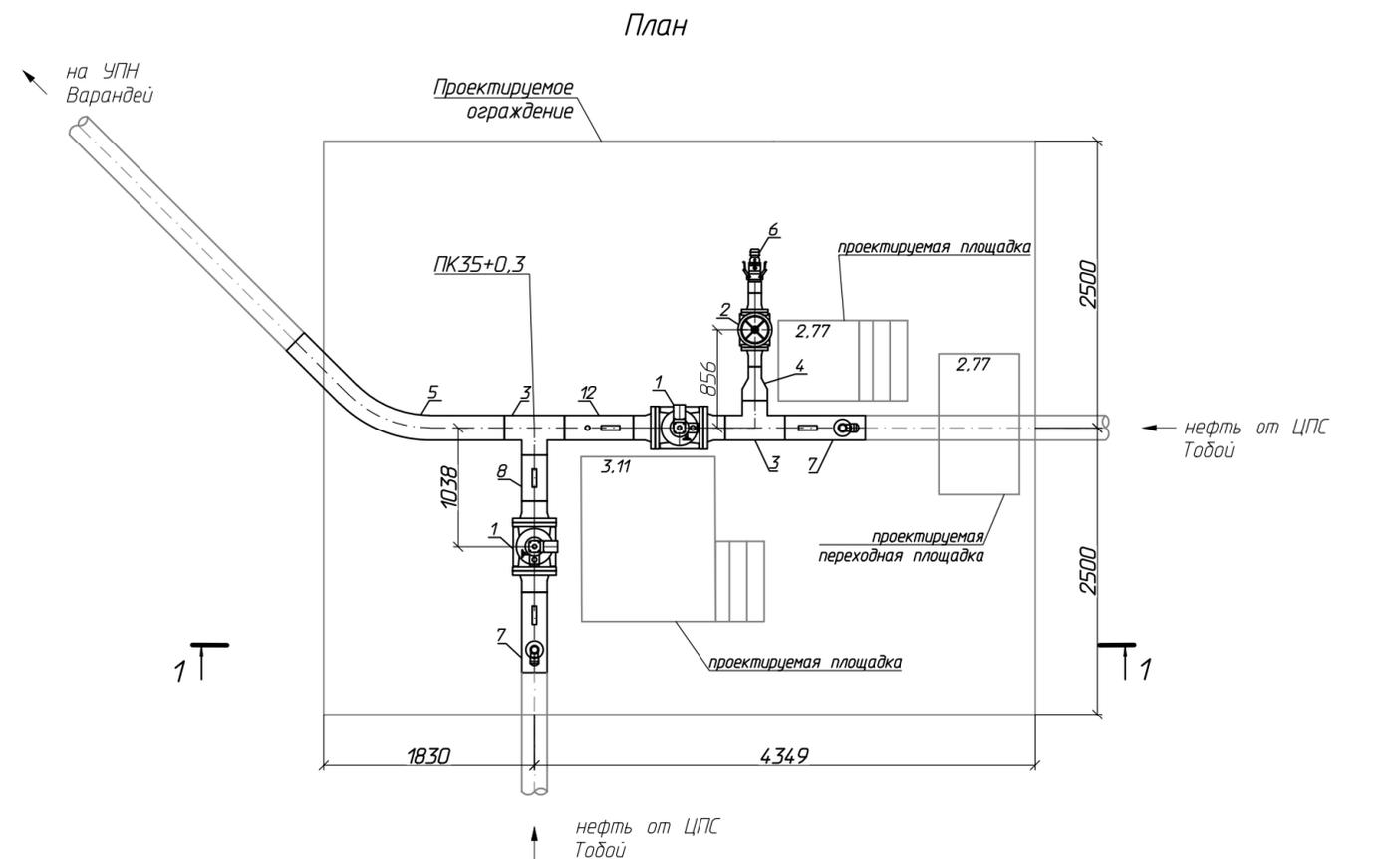
Инв.№ подл

Узел подключения от резервной нитки.
 НСК от т.вр. куста 2 Тобой - до т.вр. в МНП Перевозное - УПН Варандей

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья электроприводная без КОФ Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа	2	222,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа	4		
2		Задвижка клиновья без КОФ Ду 100 мм, Ру=4,0 МПа	1	65,0	
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 100 мм, Ру=4,0 МПа	2		
		Детали из стали 20А с приварными катушками 100мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
3		Тройник ТШР-К-100-219(8К50)-4,0-0,75-20А-ХЛ1	2	41,48	вес с катушками
4		Переход ПШ-К-100-219(8К50)хК-100-114(6К50)-4,0-0,75-20А-ХЛ1	1	10,4	вес с катушками
5		Отвод ОГ 45°-219(8К50)-4,0-0,75-5DN-1100/1100-ХЛ1	1	86,8	вес с катушками
6	МСР1-80А УХЛ	Муфта "сухого разьема"	1		
7		Спецдеталь Ду200, L=700 мм для установки ВУС и манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	2	-	
8		Спецдеталь Ду200, L=400 мм для установки манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
9		Опора под задвижку Ду200	2	25,7	
10		Опора под задвижку Ду100	1	14,3	
11	Лист Б-ПН-2 ВстЗсп	Пластина 900х600	1	8,47	
12		Спецдеталь Ду200, L=600 мм для установки манометра и датчика давления с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	

Рис.1 (поз.11)

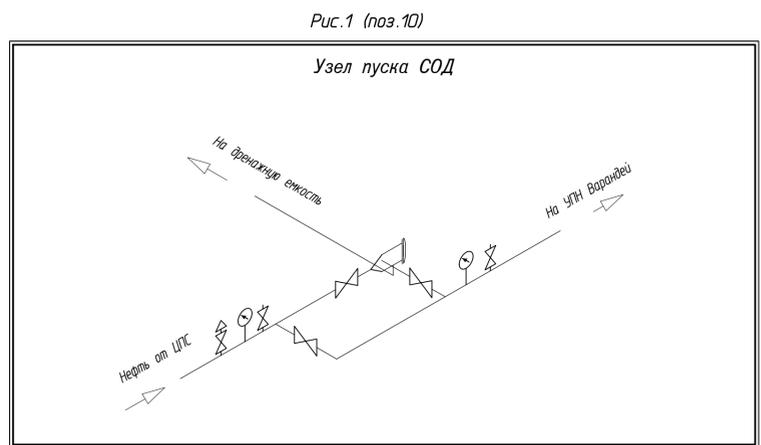
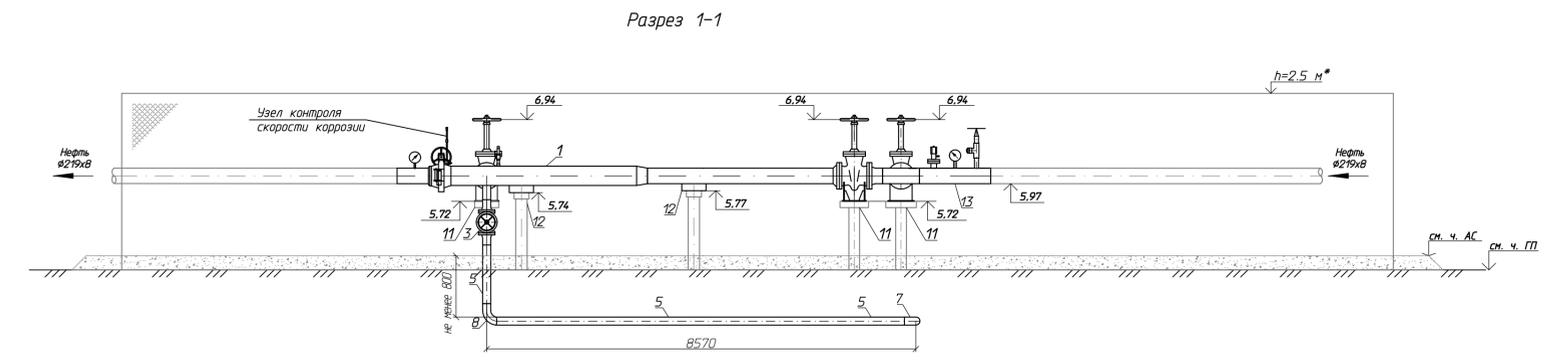
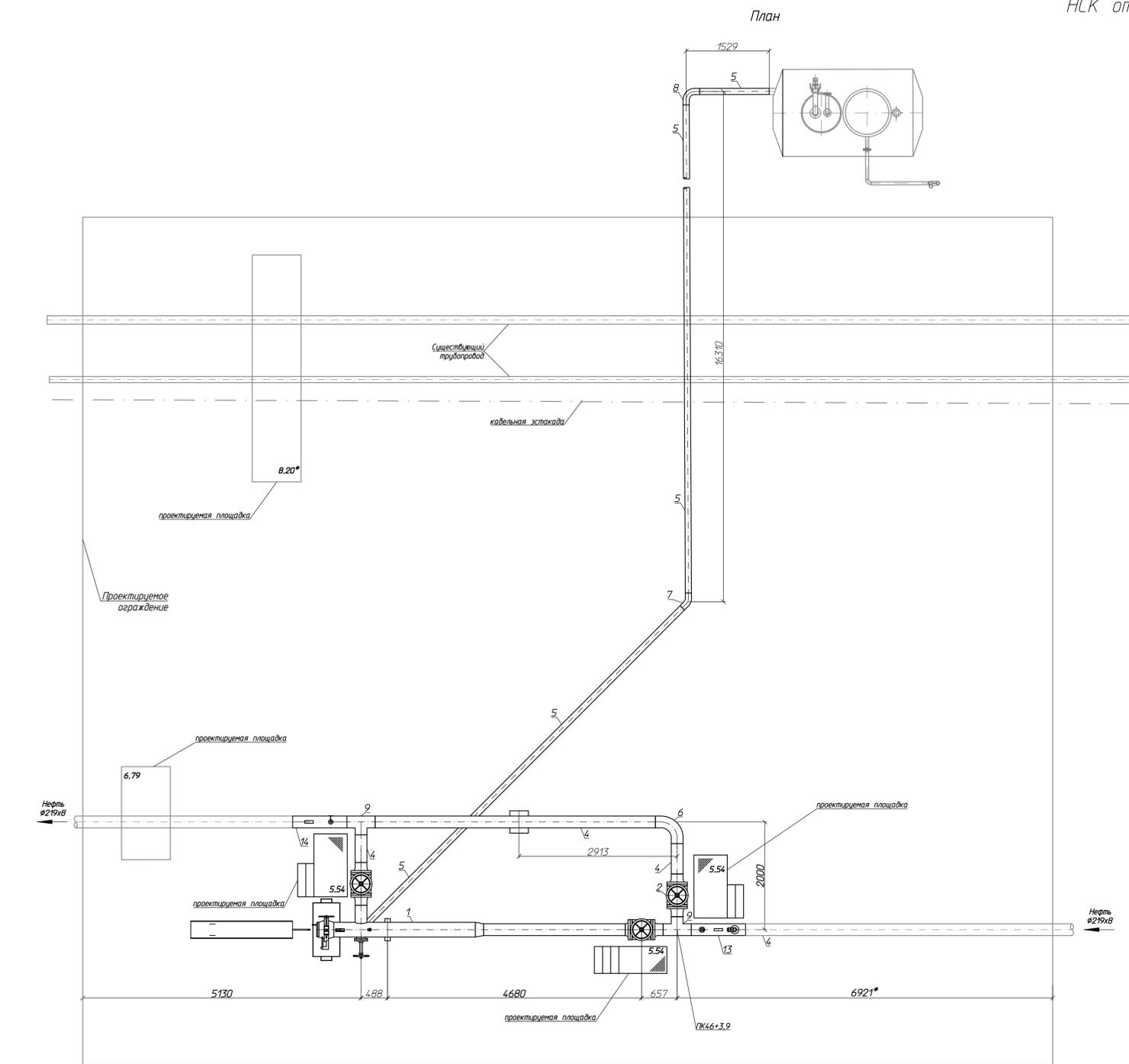


- Узел подключения от резервной нитки расположен на ПК35+0,3 проектируемого нефтесборного коллектора "НСК от т.вр. куста 2 Тобой - до т.вр. в МНП Перевозное - УПН Варандей"
- Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАЛ-М80
- Арматуру фланцевую и надземную часть узла теплоизолировать в трассовых условиях.
- Задвижка и манометр показаны схематично. Теплоизоляция условно не показана.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрено применение втулки подкладной диметаллической.
- Строительные конструкции представлены в разделе 19-01-НИПИ/2021-ТКР2.

					19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г6			
					Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Коврижных		<i>[Signature]</i>	04.22	П		1
Проверил		Новоселова		<i>[Signature]</i>	04.22			
Н. контр.		Салдаева		<i>[Signature]</i>	04.22	Узел подключения от резервной нитки. План. Разрез 1-1. НСК от т.вр. куста 2 Тобой - до т.вр. в МНП Перевозное - УПН Варандей.		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

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

Узел приёма СОД.
НСК от т.вр. куста 2 Тобой - до т.вр. в МНП Перевозное - УПН Варандей.



Спецификация					
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед. кг	Примечание
1	III-УПН-1-200-4.0-ХЛ	Устройство пуска с трубной обвязкой и ЗРА исп. ХЛ, правое исполнение. Ду200 мм. Ру 4.0 МПа	1	1280*	компл
2		Задвижка клиновидная без КОФ Ду 200 мм. Ру=4.0 МПа	1	222.0	
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 200 мм. Ру=4.0 МПа	4		
3		Задвижка клиновидная без КОФ Ду 100 мм. Ру=4.0 МПа	1	65.0	
3.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 100 мм. Ру=4.0 МПа	2		
		Труба стальная из стали 20А			
		дешовная, горячедеформированная			
		с заводским двуслойным внутренним и однослойным наружным покрытием			
4		219x8-20А	7	41.6	
5		114x6-20А	28.0	16.0	
		Детали из стали 20А с приварными катушками 100мм			
		с заводским двуслойным внутренним и наружным покрытием			
6		Отвод ОКШ-К-100-90°-219(8K50) -4.0-0.75-1.50N-20А-ХЛ1	1	28.3	вес с катушками
7		Отвод ОКШ-К-100-45°-114(6K50) -4.0-0.75-1.50N-20А-ХЛ1	1	5.1	вес с катушками
8		Отвод ОКШ-К-100-90°-114(6K50) -4.0-0.75-1.50N-20А-ХЛ1	2	7.0	вес с катушками
9		Тройник ТШР-К-100-219(8K50) -4.0-0.75-20А-ХЛ1	2	26.3	вес с катушками
10	Лист Б-ПН-2 ВспЗсп	Пластина 900x600	1	8.47	
11		Опора под задвижку Ду200	3	25.7	
12		Опора СХОТ-421-ХЛ1-АКП	1	12.8	
13		Спецдеталь Ду200, L=800 мм для установки ВУС СОД и манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
14		Спецдеталь Ду200, L=1000 мм для установки узла коррозионного мониторинга и манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	

- Узел приёма СОД расположен на ПК46+3.9 проектируемом нефтесварном коллекторе "НСК от т.вр. куста 2 Тобой - до т.вр. в МНП Перевозное - УПН Варандей".
- Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИМЛ-М80.
- Арматуру фланцевую и надземную часть узла теплоизолировать в трассовых условиях.
- Задвижка и манометр показаны схематично. Теплоизоляция условно не показана.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка втулки.
- * - размер уточнить по месту.
- Строительные опоры и ограждение представлены в разделе 19-01-НИПИ/2021-ТКР2.

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г7					
Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)					
Изм.	Колуч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.	Коврижных				04.22
Проверил	Новоселова				04.22
Н. контр.	Салдаева				04.22
Стадия	Лист	Листов			
П		1			
Узел приёма СОД. План. Разрез 1-1. НСК от т.вр. куста 2 Тобой - до т.вр. в МНП Перевозное - УПН Варандей.					000 "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Узел подключения в существующий трубопровод.
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья без КОФ Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа	1	222,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа	2		
2		Задвижка клиновья без КОФ Ду 250 мм, Ру=4,0 МПа	1	414,0	
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 250 мм, Ру=4,0 МПа	2		
3		Затвор обратный без КОФ Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа	1	180,0	
3.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа	2		
4		Детали из стали 20А с приварными катушками 100мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием Тройник ТШР-2К-100-273(8K50)х К-100-219(8K50)-4,0-0,75-20А-ХЛ1	1	40,62	вес с катушками
5		Спецдеталь Ду250, L=700 мм для установки ВУС и манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
6		Спецдеталь Ду200, L=700 мм для установки ВУС и манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
7		Опора под задвижку Ду200	1	25,7	
8		Опора под задвижку Ду250	1	28,6	
9	Лист Б-ПН-2 Вст3сп	Пластина 900х600	1	8,47	

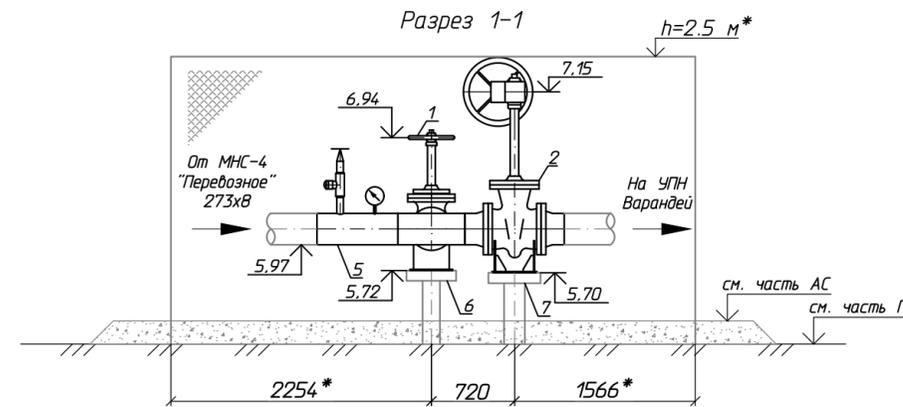
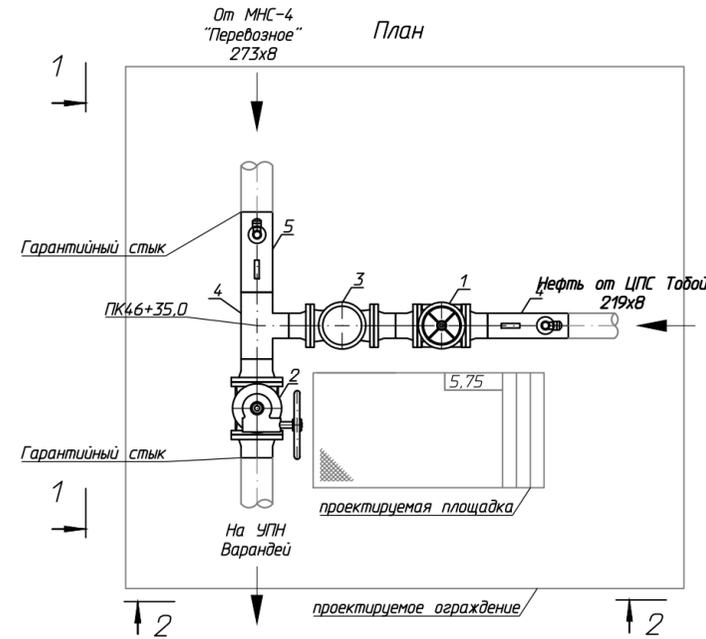
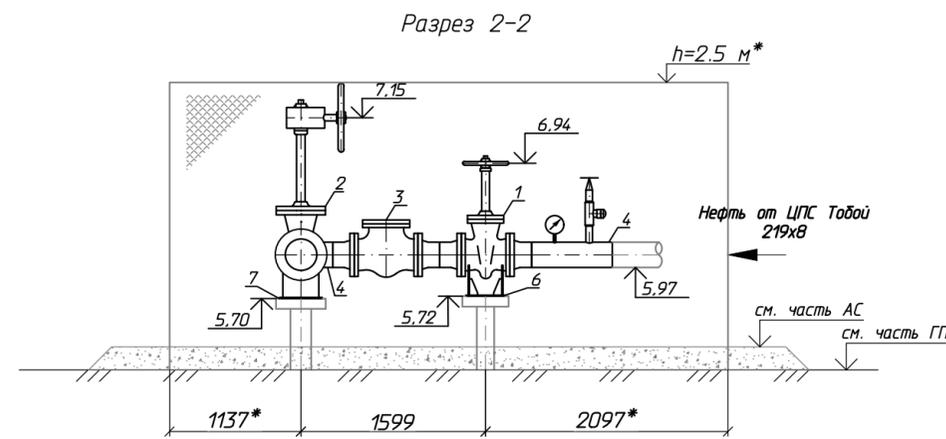


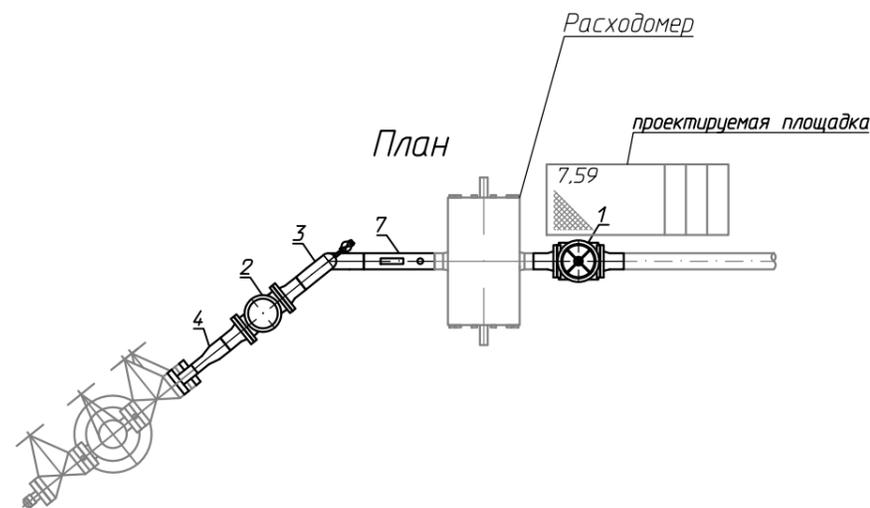
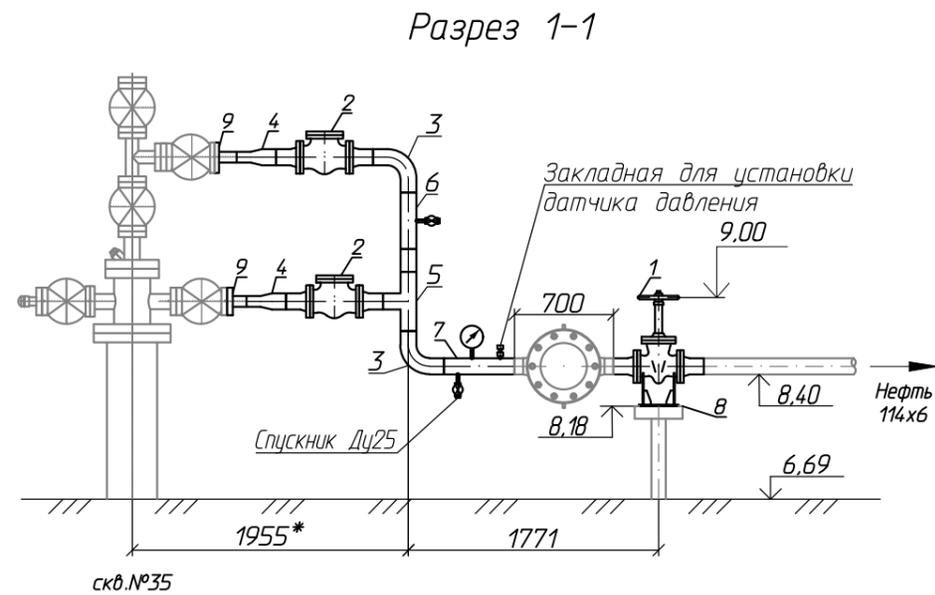
Рис.1 (поз.9)



- Узел подключения расположен на ПК46+35,0 проектируемого нефтесборного коллектора "НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей"
- Сварные стыки изолировать термосужимающимися манжетами ТИАЛ-М80.
- Арматуру фланцевую и надземную часть узла теплоизолировать в трассовых условиях.
- Задвижка и манометр показаны схематично. Теплоизоляция условно не показана.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка втулки.
- Строительные конструкции опор под трубопровод представлены в части конструктивных решений 19-01-НИПИ/2021-ТКР2.
- *- размер уточнить по месту.

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г8				
Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись
Разраб.		Коврижных		04.22
Проверил		Новоселова		04.22
Н. контр.		Салдаева		04.22
Узел подключения в существующий трубопровод. План, Разрезы 1-1, 2-2, НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей.				Стадия
				Лист
				Листов
				П
				1
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Узел обвязки добывающей скважины №35.
В/л от скв.35 до т.вр. в МПН "ДНС Мядсей - ЦПС Тобой.



1. Узел обвязки добывающей скважины №35 расположены на площадке куста
2. Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАЛ-М80
3. Арматуру фланцевую и надземную часть узла теплоизолировать в трассовых условиях.
4. Арматура и манометр показаны схематично. Теплоизоляция условно не показана.
5. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки
6. Строительные конструкции опор под трубопровод представлены в части конструктивных решений 19-01-НИПИ/2021-ТКР2.
7. Размеры "*" уточнить по месту.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновая без КОФ Ду 100 мм, Ру=4,0 МПа	1	65,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 100 мм, Ру=4,0 МПа	2		
2		Затвор обратный без КОФ Ду 100 мм, Ру=4,0 МПа	2	56,0	
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 100 мм, Ру=4,0 МПа	4		
		Детали из стали 20А с приварными катушками 100мм с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
3		Отвод ОКШ-К-100-90°-114(6К50) -4,0-0,75-1,5DN-20А-ХЛ1	2	7,0	вес с катушками
4		Переход ПШ-К-100-114(6К50)х К-100-76(5К50)-4,0-0,75-20А-ХЛ1	2	3,8	вес с катушками
5		Тройник ТШ-К-100-114(6К50) -4,0-0,75-20А-ХЛ1	1	9,2	вес с катушками
6		Спецдеталь Ду100, L=400 мм для установки вентиля предохранительного с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
7		Спецдеталь Ду100, L=400 мм для установки манометра, датчика давления и спускника с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
8		Опора под задвижку Ду100	1	14,3	
9		Спецдеталь для ЗРА Ду 70 мм, Ру=4,0 МПа	2		

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г9

Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)

Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Коврижных		<i>Коврижных</i>	04.22	П		1
Проверил		Новоселова		<i>Новоселова</i>	04.22			
Н. контр.		Салдаева		<i>Салдаева</i>	04.22	Узел обвязки добывающей скважины №35 План. Разрез 1-1. В/л от скв.35 до т.вр. в МПН "ДНС Мядсей - ЦПС Тобой.		

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Узел подключения.
В/л от скв.35 до т.вр. в МПН "ДНС Мядсей - ЦПС Тобой.

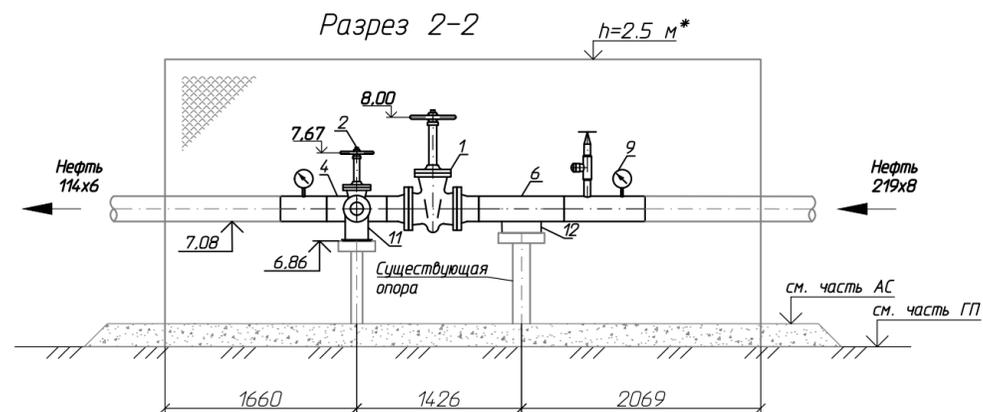
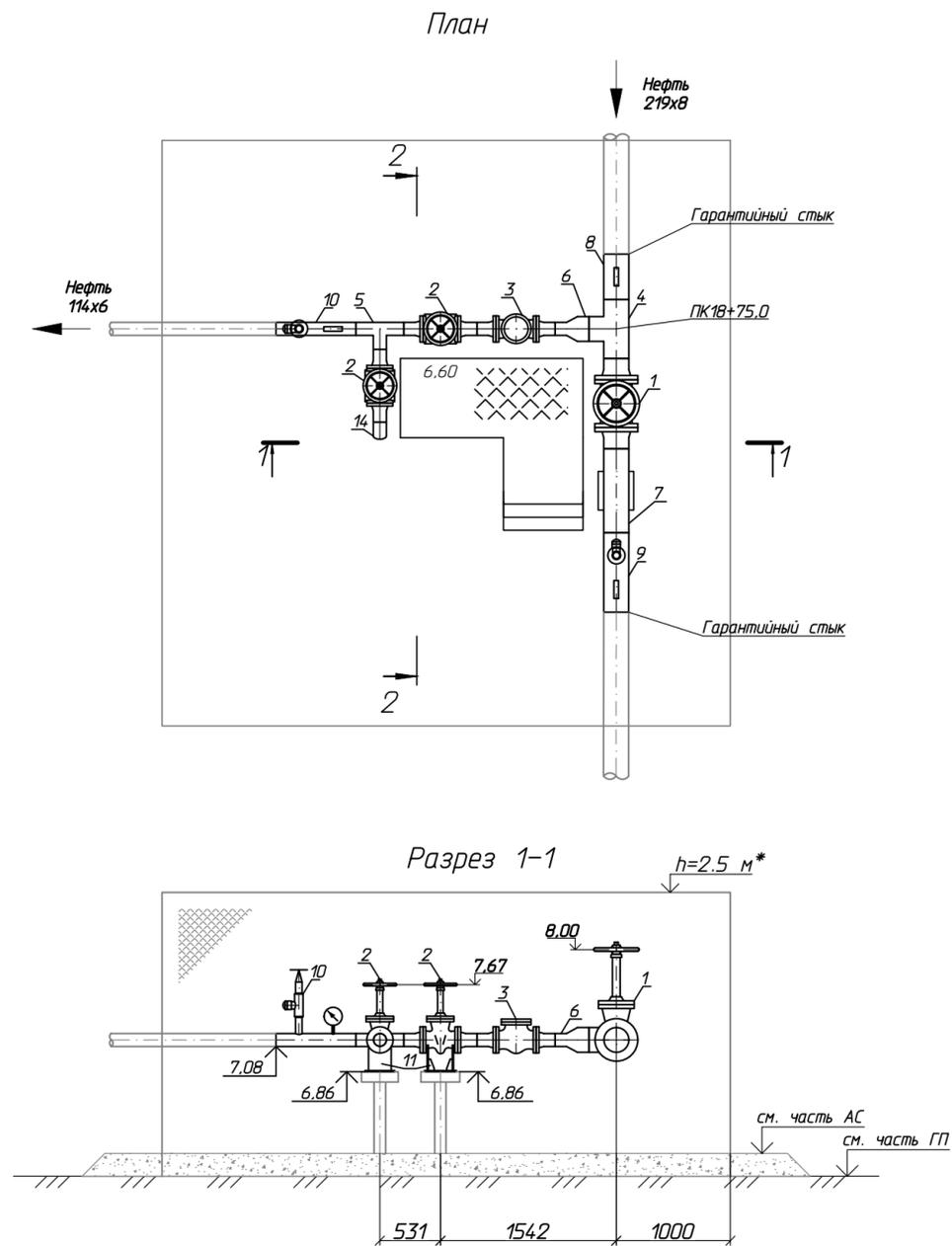


Рис.1 (поз.13)



1. Узел подключения расположен на ПК18+75.0 проектируемого нефтесборного коллектора "НСК от т.вр. куста 2 Тобой - до т.вр. в МНП Перевозное - УПН Варандей"
2. Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАЛ-МВО.
3. Арматуру фланцевую и надземную часть узла теплоизолировать в трассовых условиях.
4. Задвижка и манометр показаны схематично. Теплоизоляция условно не показана.
5. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка втулки.
6. Строительные конструкции опор под трубопровод представлены в части конструктивных решений 19-01-НИПИ/2021-ТКР2.
7. *- размер уточнить по месту.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновидная без КОФ Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа	1	222.0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 200 мм, Ру=4,0 МПа	2		
2		Задвижка клиновидная без КОФ Ду 100 мм, Ру=4,0 МПа	2	65.0	
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 100 мм, Ру=4,0 МПа	4		
3		Затвор обратный Ду 100 мм, Ру=4,0 МПа	1	56.0	
3.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 100 мм, Ру=4,0 МПа	2		
4		Тройник ТШР-К-100-219(6К50)-4,0-0,75-20А-ХЛ1	1	35,8	вес с катушками
5		Тройник ТШ-К-100-114(6К50)-4,0-0,75-20А-ХЛ1	1	14	вес с катушками
6		Переход ТШ-К-100-219(6К50)хК-100-114(6К50)-4,0-0,75-20А-ХЛ1	1	10,4	вес с катушками
		Труба стальная из стали 20А бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
7		219x8-20А	1	41.63	
8		Спецдеталь Ду200, L=400 мм для установки манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
9		Спецдеталь Ду200, L=700 мм для установки ВУС и манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
10		Спецдеталь Ду100, L=700 мм для установки ВУС и манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
11		Опора под задвижку Ду100	2	14,3	
12		Опора СХОТ-421-ХЛ1-АКП	1	12,8	
13	Лист 6-ПН-2 Вст3сп	Пластина 900x600	1	8,47	
14		Днище ДШ-К-100-114(6К50)-4,0-0,75-20А-ХЛ1	1	2,4	вес с катушками

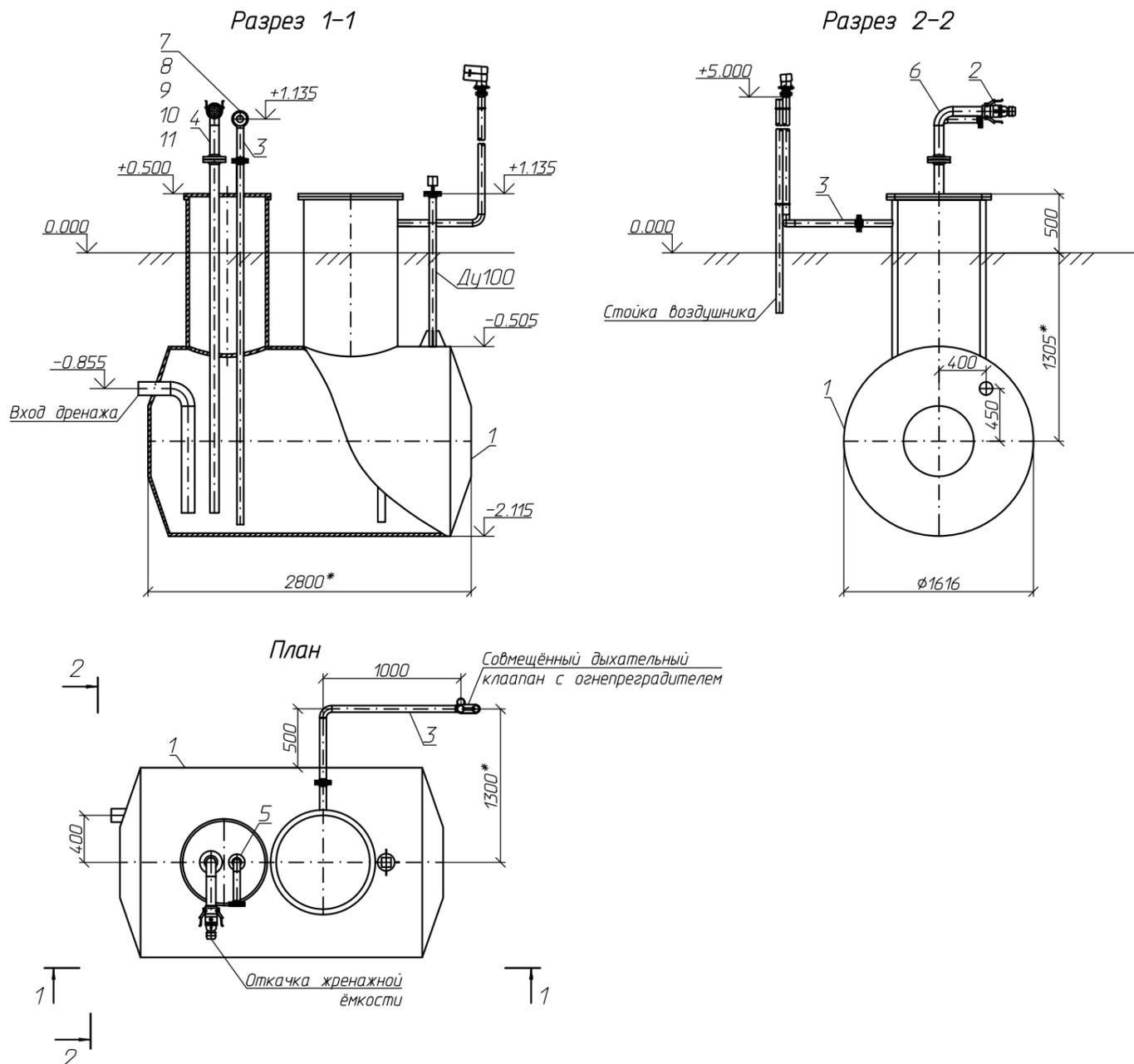
19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г10

Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Коврижных		<i>Ф.И.О.</i>	02.22	П		1
Проверил		Новоселова		<i>Ф.И.О.</i>	02.22			
Н. контр.		Салдаева		<i>Ф.И.О.</i>	02.22	Узел подключения. План. Разрезы 1-1, 2-2. В/л от скв.35 до т.вр. в МПН "ДНС Мядсей - ЦПС Тобой.		

Дренажная емкость V=5 м³

Спецификация



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Емкость подземная дренажная V=5 м ³ ЕП-5-1600-1000-3 в комплекте с клапаном дыхательным механическим со встроенным огнепреградителем	1	2300	
2		Муфта "Сухого разъёма"	1	13	
3	Труба 57x4/20А	Труба стальная бесшовная	9,0	5,2	м
4	Труба 89x5/20А	Труба стальная бесшовная	1,0	10,4	м
5		Отвод П 90°-57x4-20А	3	0,7	
6		Отвод П 90°-89x5-20А	1	1,9	
7		Заглушка 1-50-40-20А	1	2,2	
8		Шпилька АМ16x90 14Х17Н2	4	0,13	
9		Гайка АМ16 14Х17Н2	8	0,04	
10		Прокладка А-50-40 ПОН	1	0,03	
11		Фланец 2-50-40 ст.20А	1	2,8	
Материалы					
		Грунтовка полиуретановая	1,74		кг
		Эмаль полиуретановая	0,64		кг
		Эмаль акриуретановая	0,62		кг

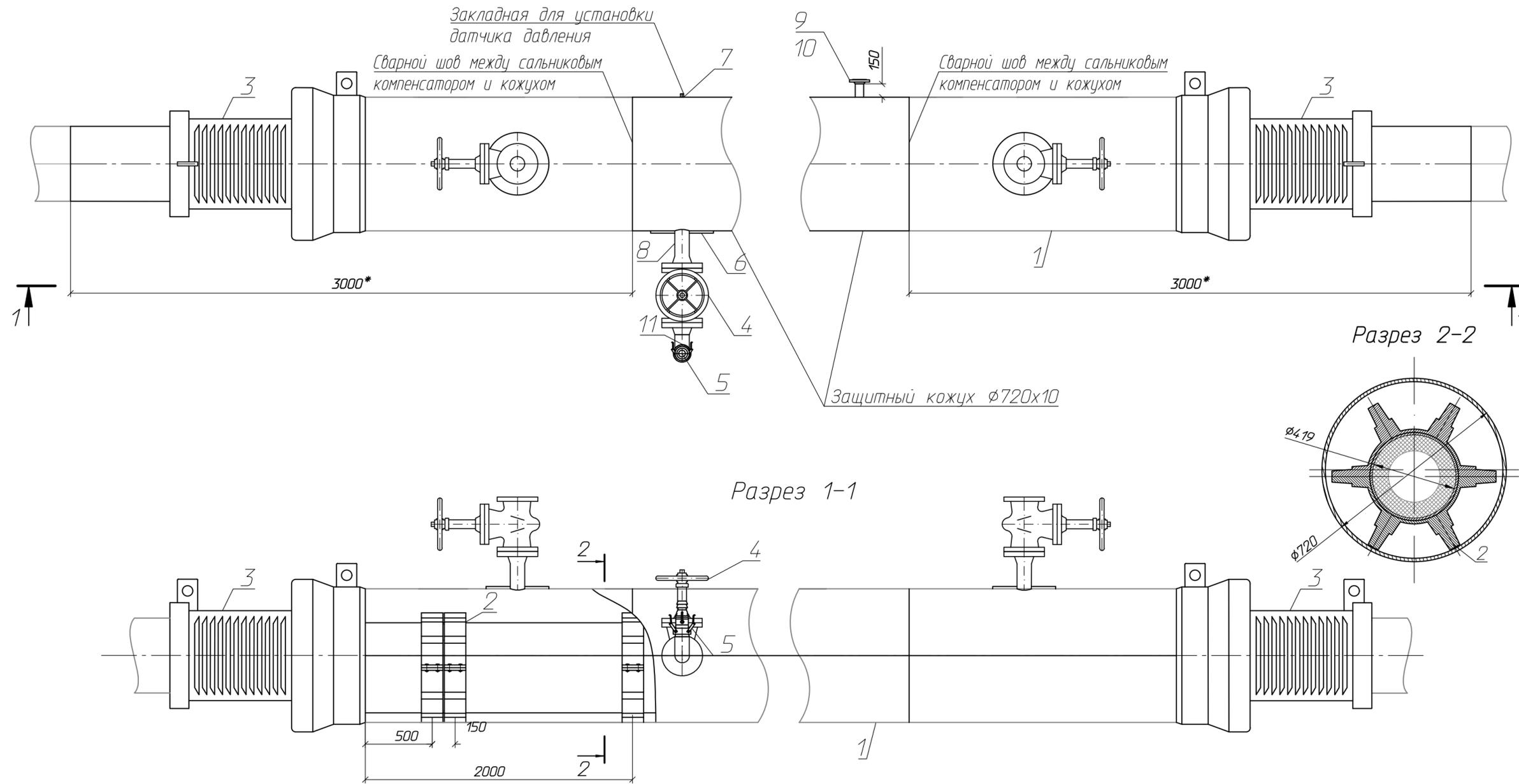
Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на одну ёмкость, всего ёмкостей две.

- Дренажную емкость установить на узлах с камерами пуска/приема СОД ПК0+23.9; ПК46+3.9;
- Расположение дренажной емкости см. Г4 и Г7.
- 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 акриуретановой 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 19-01-НИПИ/2021-ТКР2.

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

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г11					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Беличенко		<i>[Signature]</i>	04.22
Проверил		Новоселова		<i>[Signature]</i>	04.22
Н. контр.		Салдаева		<i>[Signature]</i>	04.22
Дренажная емкость V=5 м ³ . План. Разрезы 1-1, 2-2					Стадия Лист Листов П 1
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"					Формат А3

Конструкция надземного защитного кожуха Ду720



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	<u>Труба 720x10</u> Ст.3	Труба стальная электросварная прямошовная с заводским трехслойным полиэтиленовым покрытием	137	175.1	м
2		Кольцо диэлектрическое полиуретановое "Спейсер-Номинал-419"	74	-	комплект
3		Устройство сальникового компенсатора трубы $\phi 419$ в трубе $\phi 720$	4	-	
4		Задвижка клиновья с КОФ Ду 50 мм, Ру=4.0 МПа	2	34.0	
5		Муфта "Сухого разъема"	2	13	
6	<u>Полоса 6x220</u> ст.3	Накладка $\phi 220 \times 6$	2	0.79	
7		Бобышка прямая длиной 40мм с внутренней резьбой М20x1,5 БП01-40-М20x1,5 ст.20А Ру=6.3 МПа +Пробка П-М20x1,5-20А	2		
8		Труба из стали 09Г2С 57x6	0,5	7,55	
9		Труба из стали 09Г2С 32x4	0,5	2,76	
10		Фланец	2	2,76	
11		Отвод 57x4	2	0,7	

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				
переход через р.Помяндуй	63	ПК34+18,7-ПК34+81,7	34	Заводское антикоррозионное покрытие
переход через р.Помяндуй (резервная нитка)	74		40	Заводское антикоррозионное покрытие

1. Количество изделий и материалов в спецификации представлено на 2 защитных кожуха.
2. Наружнюю кромку на защитном кожухе притупить.
3. Кольцо предохранительное установить на монтажный коврик, выполненный из двух слоев полиэтиленовой обертки для защиты изоляции (толщина не менее 0,6 мм).
4. Датчик давления кожуха устанавливается со стороны имеющей более низкую отметку (в низине).
5. Газоанализатор устанавливается со стороны имеющей более высокую отметку (на вершине).

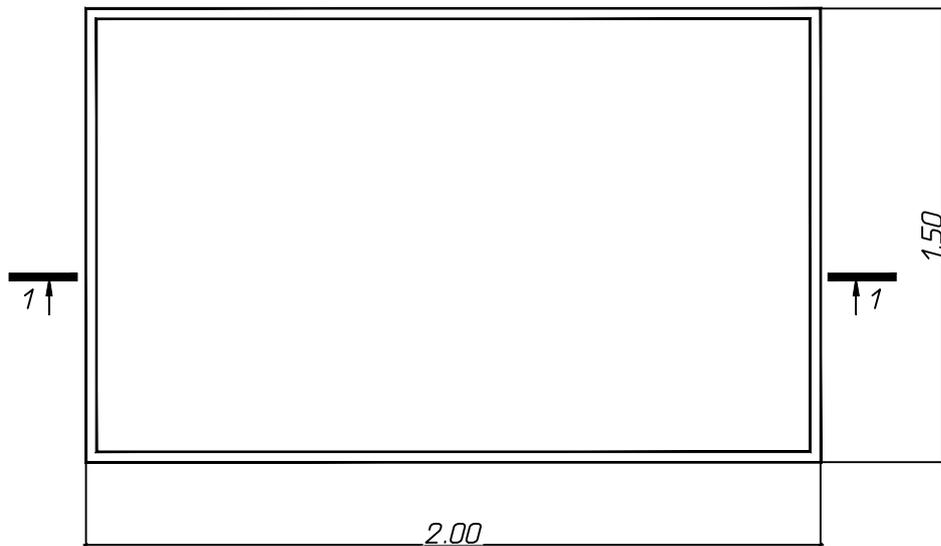
19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г12

Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)

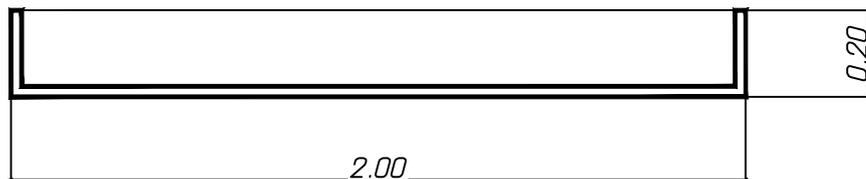
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Коврижных		<i>ФФ</i>	04.22	П		1
Проверил		Новоселова		<i>НН</i>	04.22			
Н. контр.		Салдаева		<i>СЛ</i>	04.22	Конструкция надземного защитного кожуха Ду700. Общий вид. Разрезы 1-1, 2-2		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Поддон для сбора стоков

План



Разрез 1-1



1. Поддон выполнить из листовой стали по ГОСТ 19903-2015 из стали марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015 с бортиком высотой 0,20 м
2. Поддон устанавливается на узле отключения на резервную нитку на ПК34+13, на узле подключения от резервной нитки на ПК35+0,3.

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

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г13

Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)

Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Коврижных		<i>ФФ</i>	04.22
Проверил		Новоселова		<i>НН</i>	04.22
Н. контр.		Салдаева		<i>С</i>	04.22

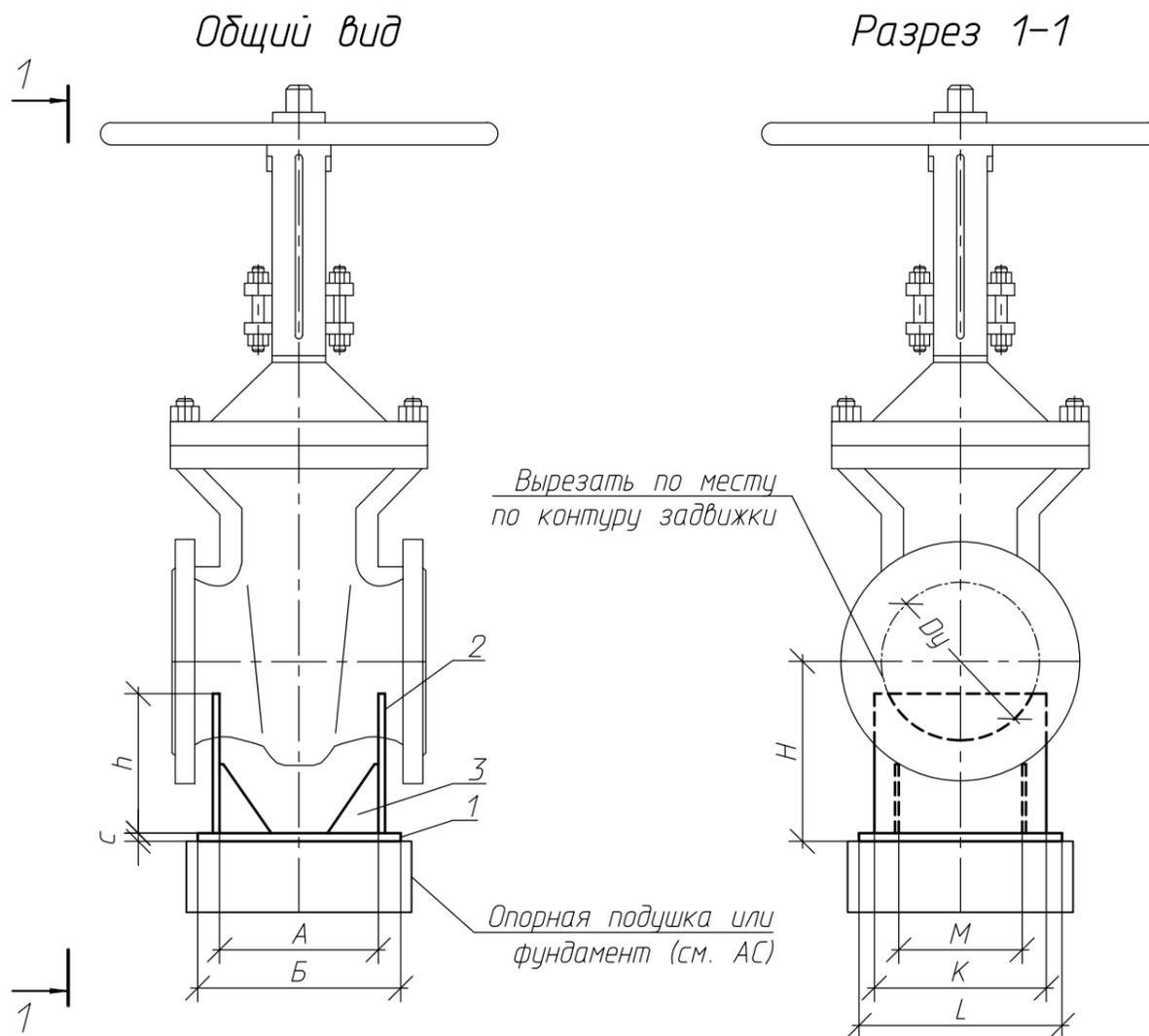
Стадия	Лист	Листов
П		1

Поддон для сбора стоков
План. Разрез 1-1

ООО "НИПИ нефти
и газа УГТУ"

Опора под клиновую задвижку

Спецификация



Вырезать по месту по контуру задвижки

Опорная подушка или фундамент (см. АС)

Редра (поз. 3)

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Опора под задвижку Ду100		14,3	
1	Лист Б-ПН-10 ГОСТ 19903-2015	Основание 280x160x10	1	5,7	
2	09Г2С ГОСТ 19281-2014	Косынка 225x200x10	2	3,5	
3		Редра 100x50x10	4	0,4	
		Опора под задвижку Ду200		25,7	
1	Лист Б-ПН-10 ГОСТ 19903-2015	Основание 340x370x10	1	9,9	
2	09Г2С ГОСТ 19281-2014	Косынка 260x310x10	2	6,3	
3		Редра 140x70x10	4	0,8	

Конструктивные размеры

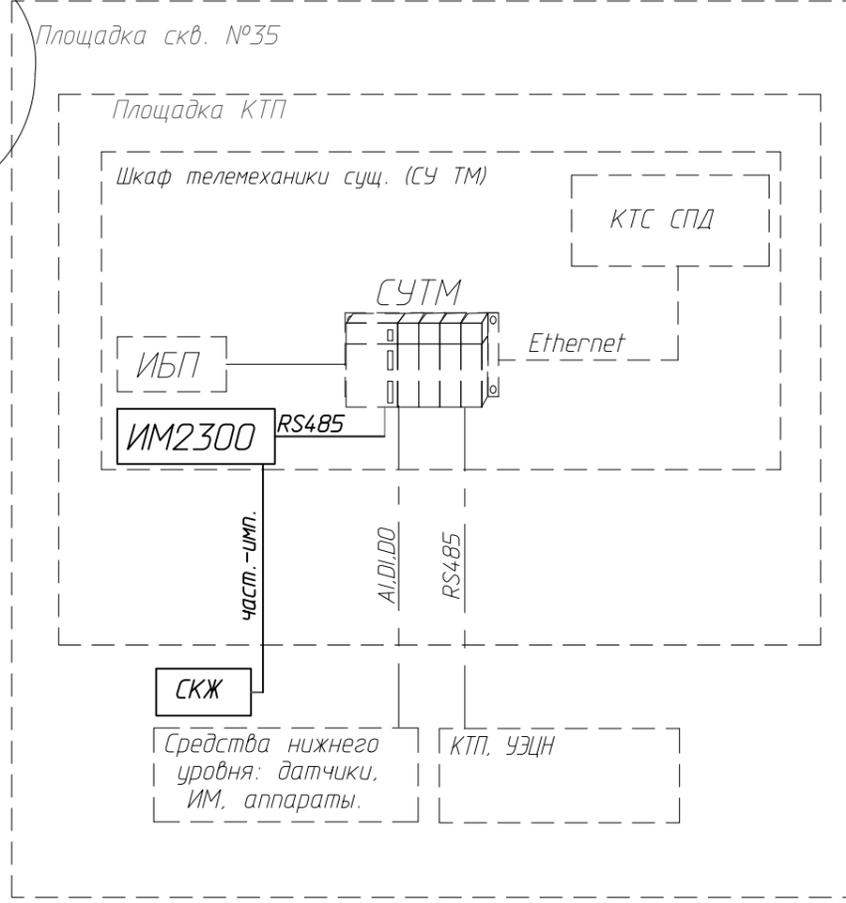
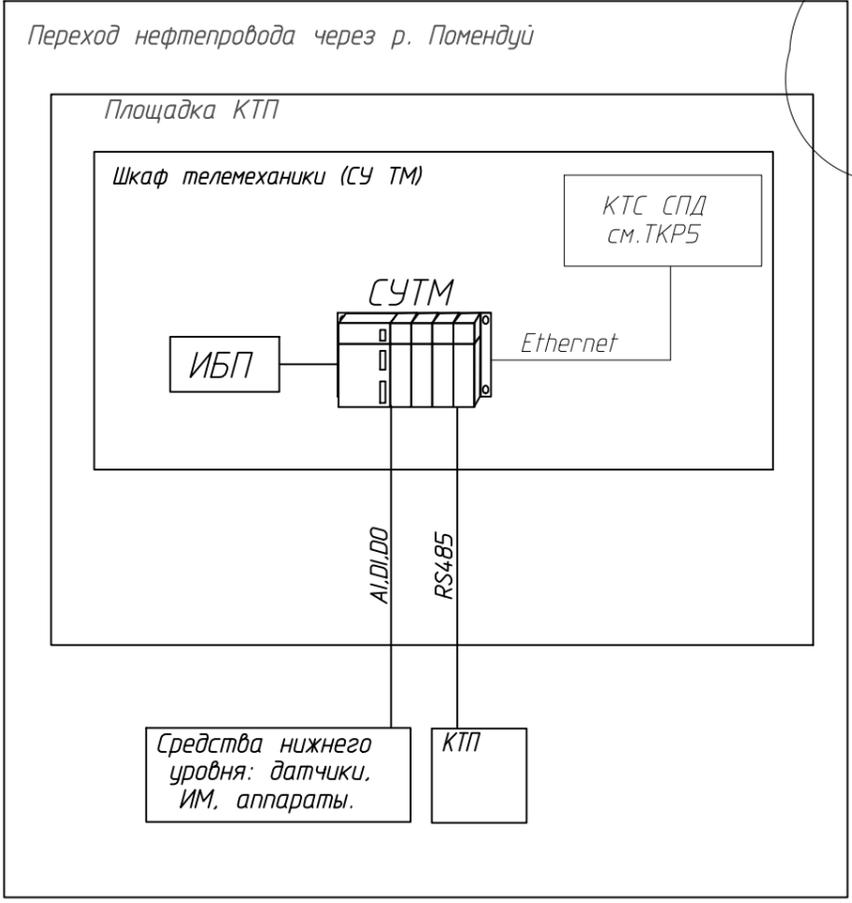
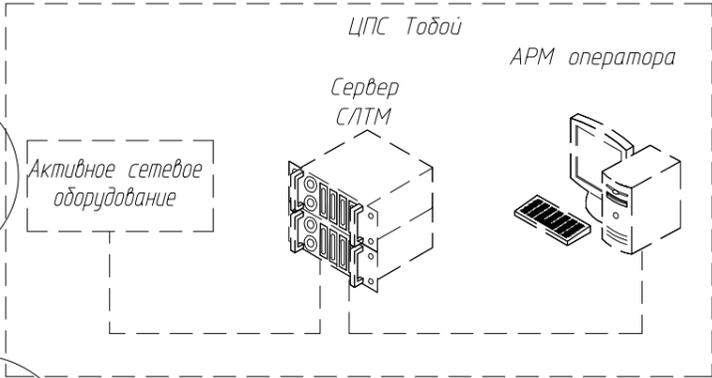
Ду	А	Б	С	Н	h	К	Л	М	a	b	c
100	210	280	10	280	225	200	260	100	50	100	10
200	280	340	10	360	260	310	370	150	70	140	10

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

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г15					
Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Коврижных		<i>Коврижных</i>	04.22
Проверил		Новоселова		<i>Новоселова</i>	04.22
Н. контр.		Салдаева		<i>Салдаева</i>	04.22
				Стадия	Лист
				П	1
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

- Конструкция опоры - сварная, катет шва 8 мм. Сварку произвести по ГОСТ 5264-80. Использовать электроды Э-42, ГОСТ 9467-75.
- Материал для изготовления опоры под задвижку - сталь марки 09Г2С ГОСТ 19281-2014.
- 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, Ду200 - 0,65 м².

Автоматизированные системы управления ТПП "ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз" в г. Нарьян-Маре



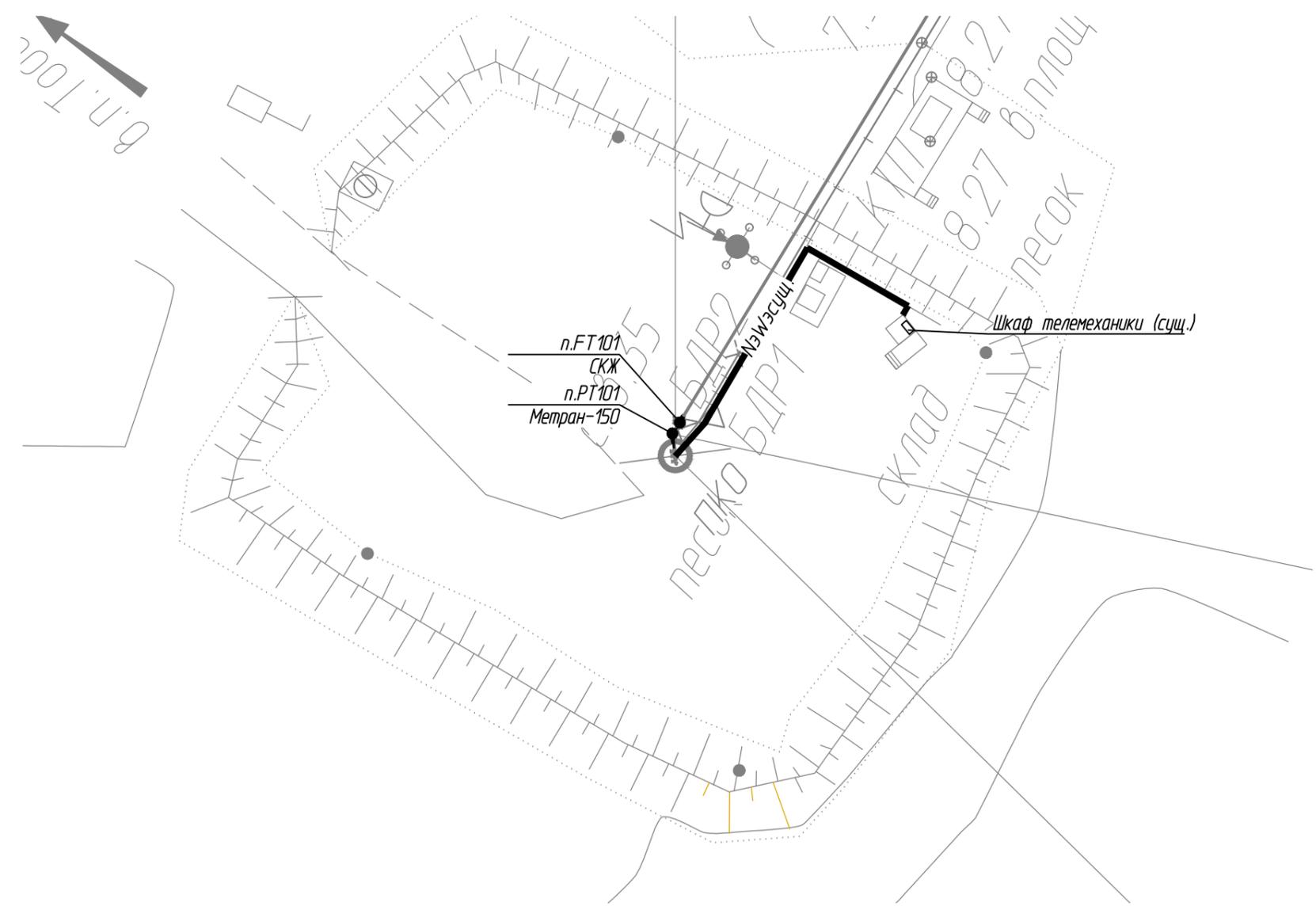
Условные обозначения:

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

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

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г16					
Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Конанов				
Проверил	Конанов				
Нач.отд.	Попков				
Н. контр.	Салдаева				
Структурная схема КТС АСУ ТП					Стадия
					Лист
					Листов
					П
					1
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

План
М1:500



Согласовано

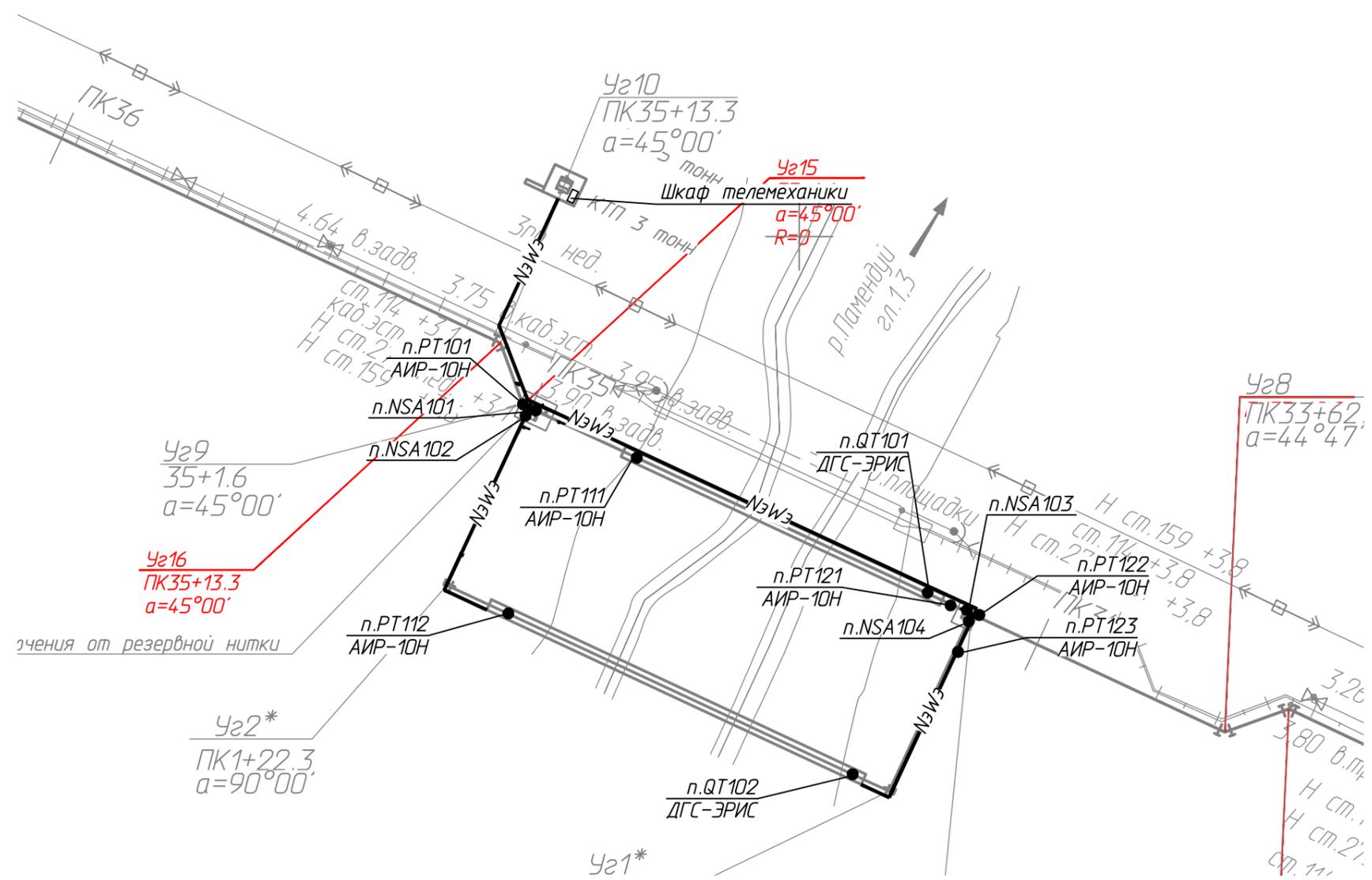
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
—НЭВэсущ.—	Силовые кабели, прокладываемые по существующей эстакаде совместно с кабелями КИП

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г17					
Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)					
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Варакса			05.22
Проверил		Конанов			05.22
Н. контр		Салдаева			05.22
План расположения средств автоматизации и телемеханизации. Выкидная линия скв.№35					Стадия
					Лист
					Листов
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"					

План
М1:1000



Согласовано

Инд. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
	Силовые кабели, прокладываемые по эстакаде совместно с кабелями КИП

19-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г18											
Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)											
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						
Разраб.		Варакса			05.22						
Проверил		Конанов			05.22						
Н. контр		Салдаева			05.22						
План расположения средств автоматизации и телемеханизации.					<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"						