



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

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

«Обустройство куста № 155 Харьягинского месторождения»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»

Подраздел 7 «Технологические решения»

Книга 2 «Технологические решения по нефтегазопроводам»

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2

Том 5.7.2

Заместитель директора –
Главный инженер

О.С. Соболева

Главный инженер проекта

Д. О. Гармашов

2023

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

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.С	Содержание тома 5.7.2	1 Лист
09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения.	40 Листов
	Решения по трубопроводам. Текстовая часть	
09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Г1	Ведомость документов графической части	1 Листов
	Общее количество листов документов, включенных в том 5.7.2	51 Лист

Согласовано		

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Инв. № подл.	Разраб.	Хлопин		11.23
	Проверил	Новоселова		11.23
	Н.контр.	Солдаева		11.23

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.С								
						Изм.	Кол.уч	Лист
Содержание тома 5.7.2						Стадия	Лист	Листов
						ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

Содержание

1	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	3
1.1	Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта.....	5
1.2	Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта.....	6
1.3	Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта.....	8
2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта.....	11
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	13
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта ..	14
5	Сведения о проектной мощности линейного объекта	16
6	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе возможность автоматического регулирования таких оборудования и устройств), обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов.....	17
6.1	Решения по нефтесборному коллектору.....	17
6.2	Результат расчёта промыслового трубопровода	22
7	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта.....	24
8	Перечень мероприятий по энергосбережению	26
9	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность	

Согласовано
Взам. инв. №
Подп. и дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Суркова			11.23
Проверил		Новоселова			11.23
Н.контр.		Салдаева			11.23
Технологические решения по трубопроводам					
Стадия		Лист		Листов	
П		1		47	
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»					

рабочих мест.....	27
10 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта	28
11 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	32
12 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	40
13 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность	42
14 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях.....	43
Приложение А.....	44
Библиография	45

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								2
			09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

Настоящая проектная документация разработана на основании задания на проектирование объекта «Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения», утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Д.А. Баталовым.

В настоящем томе предусматривается строительство нефтесборного коллектора от куста №155 Харьягинского месторождения. Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность плановая м	Протяженность с учетом компенсаторов*, м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
					Класс	Категория по назначению	
Нефтесборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95	Н	114х6	1416	1445	III	II	4,0
Примечание: Н- нефтепровод							

В соответствии с письмом № 01-3819-ЛК/23 от 26.09.2023 выделены следующие этапы строительства:

- Первый этап строительства: Обустройство куста №155, скв. 140Ц;
- Второй этап строительства: Обустройство куста №155, скв. 5211;
- Третий этап строительства: Обустройство куста №155, скв. 5212
- Четвертый этап строительства: Обустройство куста №155, скв. 5213
- Пятый этап строительства: Обустройство куста №155, скв. 5215;
- Шестой этап строительства: Обустройство куста №155, скв. 5216;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист
							3

– Седьмой этап строительства: Нефтеcборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95.

В административном отношении участок работ расположен в Ненецком автономном округе Архангельской области на территории МО МР «Заполярный район», в географическом отношении – в пределах Большеземельской тундры.

Район строительства необжитый, окружной центр – г. Нарьян-Мар – находится в 157 км к северо-западу. Ближайший населённый пункт – п. Харьягинский, расположенный в 3,9 км к востоку.

Дорожная сеть представлена автодорогой «Усинск – Харьяга», внутрипромысловыми дорогами. Гидрография территории представлена рекой Лек-Харьяха и её притоком – ручьем без названия.

Согласно карте климатического районирования для строительства участок относится к строительно-климатическому подрайону IIГ.

Климат рассматриваемого района субарктический континентальный. Зима суровая, холодная и продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течение года и суток.

Среднегодовая температура воздуха по м. ст. Хоседа-Хард составляет минус 4,7 °С.. Самый холодный месяц – январь со средней температурой воздуха минус 20,8 °С. Абсолютный минимум минус 57 °С.

Наиболее теплым месяцем является июль. Его средняя месячная температура 13,2 °С. Абсолютная максимальная температура составляет 34,0 °С.

По м.ст. Хорей-Вер средняя максимальная температура воздуха наиболее жаркого месяца (июль) составляет 18,9 °С, средняя месячная температура воздуха наиболее холодного месяца (январь) составляет минус 19,3 °С. Абсолютный максимум температуры в годы плюс 33,8 °С, абсолютный минимум минус 48,4 °С.

Средняя скорость ветра – 4,2 м/с по м .ст. Хоседа-Хард, 3,3 по м.ст. Хорей-Вер.

Среднее многолетнее годовое количество осадков составляет 470 мм. Максимальное суточное количество осадков составляет 102 мм.

Районирование территории согласно СП 20.13330.2016:

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

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т							4
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Для климатической характеристики условий района работ использовались данные метеорологической станции Хоседа-Хард и метеорологической станции Мишвань.

1.1 Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта

В формировании рельефа территории и его строении принимают участие полигенетические поверхности выравнивания, расположенные в несколько ярусов. Денудационная поверхность выравнивания верхнего яруса рельефа среднечетвертичного времени занимает северо-западную часть Харьягинского месторождения, приурочена к возвышенности Харьяга-мусюр и имеет абсолютные отметки свыше 115 м. Аккумулятивная поверхность выравнивания среднего яруса рельефа позднечетвертичного времени занимает практически всю территорию месторождения, в ее пределах выделяются две генетические поверхности: озерно-аллювиальная и лагунно-озерная. В целом поверхность выравнивания характеризуется плоским рельефом и представлена заболоченной заозерной низиной, в пределах которой развиты торфяники, торфяные и термокарстовые озера. Поверхность значительно дренирована.

В геологическом строении территории принимают участие современные четвертичные биогенные отложения, верхнечетвертичные - современные озерно-аллювиальные отложения, местами перекрытые современными четвертичными техногенными отложениями.

С поверхности распространен мохово-растительный и почвенно-растительный слой, толщиной от 0,1 до 0,3 м.

Геолого-литологический разрез до глубины 15,0 м следующий (сверху вниз):

- Четвертичная система (Q)
- Современные отложения (QIV)
- Техногенные отложения (tQIV)

Насыпной грунт представлен песком коричневым мелким сезонномерзлым, с гравием, гравия и гальки метаморфических пород до 21%, в скважине 28 с прослоями (до 0,2 м) супеси, с гл. 1,3 м - светло-желтый, с прослоями глины темно-серой и с примесью органического вещества. Грунт слежавшийся, отсыпан сухим способом, давность отсыпки более 5 лет. Имеет локальное распространение, толщина слоя 0,4-2,1 м.

Торф бурый, реже черный, коричневый среднеразложившийся сезонномерзлый залегает под мохово-растительным и почвенно-растительным слоем с глубины 0,1-0,2 м, а также под насыпными грунтами. Толщина слоя от 0,2 до 0,8 м.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист 5
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

Суглинок коричневый, реже темно-коричневый, темно-серый тяжелый пылеватый, легкий пылеватый, легкий песчанистый тугопластичный до глубины 0,6- 2,0 м сезонномерзлый, с единичными включениями гравия и гальки метаморфических пород, с прослоями (до 0,2 м) супеси пластичной и песка мелкого от малой степени водонасыщения до водонасыщенного.

Суглинок коричневый, реже темно-коричневый, темно-серый тяжелый пылеватый, легкий песчанистый мягкопластичный до глубины 0,5-1,2 м сезонномерзлый, с единичными включениями гравия и гальки метаморфических пород, с прослоями (до 0,2 м) песка мелкого и супеси пластичной.

Суглинок темно-серый, реже коричневый нельдистый пластичномерзлый, криотекстура массивная, реже сетчатая, порфирировая, криотекстура слоистая, шпирь до 1-3 см через 50-70 см, местами с единичными включениями гравия и гальки метаморфических пород, с прослоями (до 0,2 м) супеси пластичномерзлой и песка мелкого твердомерзлого.

Суглинок темно-серый, коричневый слабльдистый пластичномерзлый, криотекстура слоистая, сетчатая, массивная, с единичными включениями гравия и гальки метаморфических пород, местами с прослоями (до 0,2 м) песка мелкого твердомерзлого и супеси пластичномерзлой. Получил широкое распространение с глубины 0,5-13,0 м. Толщина слоя от 0,5 м до 13,2 м.

1.2 Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта

Согласно картам гидрогеологического районирования, грунтовые воды территории по условиям формирования подземного стока относятся к Тимано-Печорской провинции (Печорскому бассейну). Согласно схемам гидрогеологического районирования, грунтовые воды относятся к Большеземельскому бассейну второго порядка Печорского артезианского бассейна, Печорской системы артезианских бассейнов.

Гидрогеологические условия исследуемого участка до глубины 15,0 м характеризуются распространением горизонта верхнечетвертичных-современных озерно-аллювиальных отложений. Водовмещающими грунтами являются суглинки мягкопластичные, суглинки тугопластичные с прослоями песка водонасыщенного. Установившийся уровень зафиксирован на тех же глубинах, отметки 71,43-85,45 м (Балтийская система высот 1977 г.).

В период интенсивного таяния снега и обильных дождей возможен подъем уровня подземных вод на 0,5-1,5 м от замеренного вплоть до выхода на поверхность земли.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

По химическому составу подземные воды сульфатно-гидрокарбонатные кальциевые, гидрокарбонатные натриево-кальциевые, сульфатно-гидрокарбонатные натриево-кальциевые, с минерализацией от 0,299 до 0,791 г/л; неагрессивны по SO₄, CO₂, HCO₃ и pH к бетону марки W4. По отношению к свинцовой оболочке кабеля подземные воды обладают высокой коррозионной агрессивностью. По отношению к алюминиевой оболочке кабеля подземные воды обладают средней коррозионной агрессивностью.

Химический состав вод может существенно изменяться в связи с попаданием в них промышленных и сточных отходов. В результате ранее неагрессивные воды могут стать после освоения территории агрессивными, что следует учитывать при проектировании.

В периоды весеннего снеготаяния и затяжных дождей возможно скопление поверхностных вод

- по трассе нефтесборного коллектора до отметки 62,52 м (до уровня 1%-ной обеспеченности р. Лек-Харьяха).

Остальными выработками до глубины 15,0 м подземные воды не встречены. В теплый период года возможно появление надмерзлотных подземных вод, которые образуются за счет таяния снега и льда на кровле многолетнемёрзлых пород и существуют до полного промерзания слоя сезонного оттаивания. Эти воды характеризуются кратковременным существованием (2–2,5 месяца). Водовмещающими грунтами будут служить торфы, суглинки.

На режим уровня подземных вод помимо природных оказывают влияние техногенные факторы, из которых следует отметить: нарушение естественного стока поверхностных вод вследствие застройки территории, отсутствие водостоков вдоль дорог и проездов, распространение насыпных грунтов.

В соответствии с геологическими и геоморфологическими условиями района строительства, в периоды весеннего снеготаяния и затяжных дождей возможно формирование временно существующего водоносного горизонта типа «верховодка» в насыпных грунтах, а также на контакте насыпных и глинистых грунтов.

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

Питание водоносного горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и оттаивания льдистых пород, разгрузка осуществляется в ближайшие водосборы

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

						09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист
							7
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

(реки, озера, понижения рельефа). Тип режима подземных вод – приречный. Приречный вид режима подземных вод характеризуется тесной связью с гидрологическим режимом рек и атмосферными осадками.

1.3 Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта

Климат территории определяется его положением на крайнем северо-востоке Восточно-Европейской равнины на границе умеренного и субарктического климатических поясов в зоне атлантико-арктического влияния. Участок строительства относится к I климатическому району, подрайон ПГ.

Среднегодовая температура воздуха по м.ст. Хоседа-Хард составляет минус 4,7 °С. Самым холодным месяцем года является январь при среднемесячной температуре минус 20,8 °С. Самым теплым месяцем года является июль, среднемесячные температуры которого составляют 13,2 °С. Абсолютный максимум температуры в годы плюс 34 °С, абсолютный минимум минус 57 °С.

По м.ст. Хорей-Вер средняя максимальная температура воздуха наиболее жаркого месяца (июль) составляет 19,0 °С, средняя месячная температура воздуха наиболее холодного месяца (январь) составляет минус 19,2°С.

Абсолютный максимум температуры в годы плюс 33,8 °С, абсолютный минимум минус 48,4 °С. Южная часть Ненецкого АО находится в зоне высокой относительной влажности воздуха. Максимальная влажность воздуха по м. ст. Мишвань отмечается в октябре (87 %), минимальная – в июне (69 %). Все остальные месяцы влажность превышает 72 %. В год наблюдается 4 дня с относительной влажностью не более 30 %. Северо-восточная часть Восточно-Европейской равнины получает влагу с атлантическими циклонами. В летнее время определенную роль начинают играть конвективные осадки как внутримассового, так и фронтального типа, их роль возрастает по мере удаления от побережья. Район относится к территории с избыточным увлажнением за счет низкого испарения. Максимальное суточное количество осадков 1%-ой обеспеченности за год составляет 102 мм (м.ст. Хорей-Вер), годовое количество осадков по м.ст. Мишвань составляет 470 мм. Большая часть осадков выпадает с апреля по октябрь, зимний сезон отмечается относительной сухостью.

Устойчивый снежный покров формируется в среднем 15 октября и сходит 1 июня. Толщина снежного покрова плавно нарастает от 6 см в октябре до 62 см в марте. Максимальная высота снежного покрова превышает 110 см. интенсивный метелевый перенос приводит к

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист
								8
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

сильному перераспределению выпавшего снега. Климатическая характеристика района работ представлена в таблице 2 и 3.

Таблица 2 – Основные климатические характеристики холодного периода года

Наименование		Хоседа-Хард	Мишвань	
Климатические параметры холодного периода года				
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С,	обеспеченностью 0,98	-50	-49	
	обеспеченностью 0,92	-48	-47	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С,	обеспеченностью 0,98	-45	-44	
	обеспеченностью 0,92	-42	-42	
Температура воздуха, °С,	обеспеченностью 0,94	-28	-25	
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		-57	-52	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		9,8	9,8	
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха °С, периода со средней суточной температурой воздуха	≤ 0°С	продолжительность	226	220
		средняя температура	-13,0	-12,3
	≤ 8°С	продолжительность	291	289
		средняя температура	-9,1	-8,3
	≤ 10°С	продолжительность	310	307
		средняя температура	-8,0	-7,3
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		82	80	
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15ч. наиболее холодного месяца, %		81	80	
Количество осадков за ноябрь – март, мм		144	148	
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль		Ю	Ю	
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с		6,7	4,6	
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8°С		4,2	3,3	

Таблица 3 – Основные климатические характеристики теплого периода года

Климатические параметры теплого периода года		
Барометрическое давление, гПа	1001	1002,5
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95	17	17
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98	22	21,5
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С,	19,5	14,6
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С,	34	35
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С	11,4	11,8
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	75	71

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист
							9

Продолжение таблицы 3

Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %	62	59
Количество осадков за апрель – октябрь, мм	320	322
Суточный максимум осадков, мм	51	65
Преобладающее направление ветра за июнь-август	С	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	3,1	3,1

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									10
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т			

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

При инженерно-геологической оценке территории основное внимание уделяется физико-геологическим процессам. Степень распространения и интенсивность проявления этих процессов во многом определяет устойчивость геологической среды к техногенным воздействиям. На территории исследуемого участка наиболее характерными процессами являются геокриологические процессы, морозное пучение грунтов, подтопление и заболачивание.

Геокриологические процессы.

Район работ находится в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород (ММП). Среднегодовые температуры пород составляют минус 1-2°С. Большие площади территории заняты болотами и плоскими полигональными торфяниками с температурой пород минус 1,5-2,0 °С. На участке работ толщина многолетнемерзлых грунтов достигает 14,5 м.

Многолетнемерзлые грунты представлены верхнечетвертичными-современными озерно-аллювиальными суглинками нельдистыми (ИГЭ-1м) и слабонльдистыми (ИГЭ-2м).

Процессы пучения грунтов (сезонного и многолетнего).

Территория работ относится к зоне развития сезонномерзлых пород. Глубина сезонного промерзания зависит от вида грунта, наличия почвенно-растительного слоя и снежного покрова. Нормативная глубина сезонного промерзания (СМС) талых грунтов составляет для торфов 1,51 м, для суглинков 2,44-2,60 м.

Нормативная глубина сезонного промерзания (СМС) многолетнемерзлых грунтов при обратном промерзании составляет для суглинков 3,43-3,69 м.

По степени морозной пучинистости грунты в зоне сезонного промерзания-оттаивания, относятся:

- торф среднеразложившийся (ИГЭ-1) – к сильнопучинистым;
- суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (ИГЭ-2) – к слабопучинистым;
- суглинок тяжелый пылеватый мягкопластичный (ИГЭ-3) – к сильнопучинистым;
- суглинок нельдистый (ИГЭ-1м) – к сильнопучинистым;
- суглинок слабонльдистый (ИГЭ-2м) – к сильнопучинистым.

При строительстве следует не допускать переувлажнения грунтов в зоне сезонного промерзания, так как это может привести к увеличению сил морозного пучения грунтов.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

По категории опасности процессов, участок работ характеризуется как весьма опасный по пучению в естественных условиях (площадная пораженность территории более 75%).

Заболачивание.

Наиболее распространенными из опасных инженерно-геологических процессов и явлений, осложняющих строительство и эксплуатацию сооружений на участке работ, являются процессы заболачивания.

Причинами заболачивания являются зона избыточного увлажнения, затрудненный поверхностный сток, равнинный слаборасчлененный рельеф, незначительная глубина эрозионного вреза большинства рек, их замедленный сток, наличие многолетней мерзлоты, нарушение естественного рельефа при строительстве сооружений.

Органические грунты представлены болотными отложениями, болотные отложения представлены отложениями торфа верхового типа. Толщина торфа – 0,2-0,8 м.

При проектировании и строительстве на торфяках рекомендуется проведение специальных мероприятий: устройство дренажа; уплотнение основания временной или постоянной нагрузкой с устройством дренажа; выторфовка слоев торфа с заменой его минеральным грунтом – на участках развития торфов с толщиной менее 2,0 м или устройство фундаментов ниже глубины залегания торфа.

Подтопление.

Категория опасности по площадной пораженности района работ процессом подтопления с учетом прогноза – опасная (площадная пораженность территории 50-75 %).

Основными причинами возникновения и развития подтопления также могут являться нарушение естественного стока при проведении строительных работ; барражный эффект при строительстве заглубленных подземных сооружений.

На основании общего сейсмического районирования территории Российской Федерации расчетная сейсмическая интенсивность территории соответствует 5 и 6 баллам. Категория опасности – умеренно-опасная.

По совокупности факторов, территория работ, по инженерно-геологическим условиям, относится к II категории сложности.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т

Лист
12

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

Специфическими грунтами в пределах участка строительства являются техногенные и органические отложения.

Из существующих инженерно-геологических процессов наиболее распространены криогенные процессы, заболачивание территории.

Техногенные грунты представлены песком коричневым мелким сезонномерзлым, с гравием, гравия и гальки метаморфических пород до 21%.

Техногенные грунты по однородности состава и сложения характеризуется как планомерно возведенная насыпь.

Органические грунты представлены болотными отложениями торфа.

Степень разложения торфа (ИГЭ-1) составляет 20,5-23% (в среднем 21,5%), относительное содержание органического вещества торфа ИГЭ-1 изменяется от 0,73 до 0,95 д.е.

По характеру передвижения строительной техники торф относится к I типу.

Торфы обладают высокой влажностью, водопроницаемостью, значительной пористостью, очень сильной сжимаемостью и низкой несущей способностью, считаются малопригодными для строительства на них различных сооружений и в качестве оснований проектируемых сооружений не рекомендуются.

Торфы могут использоваться в качестве основания сооружений, как правило, только после инженерной подготовки. При проектировании и строительстве на торфах рекомендуется проведение специальных мероприятий: устройство дренажа; уплотнение основания временной или постоянной нагрузкой с устройством дренажа; выторфовка слоев торфа с заменой его минеральным грунтом – на участках развития торфов толщиной менее 2,0 м или устройство фундаментов ниже глубины залегания торфа.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

Согласно картам гидрогеологического районирования, грунтовые воды территории по условиям формирования подземного стока относятся к Тимано-Печорской провинции (Печорскому бассейну). Согласно схемам гидрогеологического районирования, грунтовые воды относятся к Большеземельскому бассейну второго порядка Печорского артезианского бассейна, Печорской системы артезианских бассейнов.

Гидрогеологические условия исследуемого участка до глубины 15,0 м характеризуются распространением горизонта верхнечетвертичных-современных озерно-аллювиальных отложений. Водовмещающими грунтами являются суглинки мягкопластичные, суглинки тугопластичные с прослоями песка водонасыщенного. Установившийся уровень зафиксирован на тех же глубинах, отметки 71,43-85,45 м (Балтийская система высот 1977 г.).

В период интенсивного таяния снега и обильных дождей возможен подъем уровня подземных вод на 0,5-1,5 м от замеренного вплоть до выхода на поверхность земли.

По химическому составу подземные воды сульфатно-гидрокарбонатные кальциевые, гидрокарбонатные натриево-кальциевые, сульфатно-гидрокарбонатные натриево-кальциевые, с минерализацией от 0,299 до 0,791 г/л; неагрессивны по SO₄, CO₂, HCO₃ и pH к бетону марки W4. По отношению к свинцовой оболочке кабеля подземные воды обладают высокой коррозионной агрессивностью. По отношению к алюминиевой оболочке кабеля подземные воды обладают средней коррозионной агрессивностью.

Химический состав вод может существенно изменяться в связи с попаданием в них промышленных и сточных отходов. В результате ранее неагрессивные воды могут стать после освоения территории агрессивными, что следует учитывать при проектировании.

В периоды весеннего снеготаяния и затяжных дождей возможно скопление поверхностных вод

- по трассе нефтесборного коллектора до отметки 62,52 м (до уровня 1%-ной обеспеченности р. Лек-Харьяха).

Остальными выработками до глубины 15,0 м подземные воды не встречены. В теплый период года возможно появление надмерзлотных подземных вод, которые образуются за счет таяния снега и льда на кровле многолетнемёрзлых пород и существуют до полного промерзания слоя сезонного оттаивания. Эти воды характеризуются кратковременным существованием (2-2,5 месяца). Водовмещающими грунтами будут служить торфы, суглинки.

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

						09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		14

На режим уровня подземных вод помимо природных оказывают влияние техногенные факторы, из которых следует отметить: нарушение естественного стока поверхностных вод вследствие застройки территории, отсутствие водостоков вдоль дорог и проездов, распространение насыпных грунтов.

В соответствии с геологическими и геоморфологическими условиями района строительства, в периоды весеннего снеготаяния и затяжных дождей возможно формирование временно существующего водоносного горизонта типа «верховодка» в насыпных грунтах, а также на контакте насыпных и глинистых грунтов.

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

Питание водоносного горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и оттаивания льдистых пород, разгрузка осуществляется в ближайшие водосборы (реки, озера, понижения рельефа). Тип режима подземных вод – приречный. Приречный вид режима подземных вод характеризуется тесной связью с гидрологическим режимом рек и атмосферными осадками.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	

5 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Проектируемый нефтесборный коллектор предназначен для транспортировки продукции от добывающих скважин до центрального пункта сбора Харьягинского нефтяного месторождения.

Схема линейного объекта представлена на чертеже 09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Г2.

Проектная мощность проектируемого нефтесборного коллектора определена в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Проектная мощность проектируемого трубопровода

Наименование	Назначение	Проектные мощности		
		Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча нефти, т/сут	Объем закачки, м ³ /сут
Нефтесборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95	Н	165,0	152,5	-
Газовый фактор добываемой нефти составляет 83 м ³ /т				

Рабочее давление проектируемого нефтесборного коллектора - 4,0 МПа. Гидравлические потери давления в проектируемом нефтесборном коллекторе не превышают 0,12 МПа/км.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								16
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т								

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

6.1 Решения по нефтесборному коллектору

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемый нефтесборный коллектор по диаметрам относится к III классу, по назначению проектируемый трубопровод относится ко II категории.

В соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 с учетом надземной прокладки по территории распространения многолетнемерзлых грунтов по трассе проектируемого нефтесборного коллектора предусмотрена категория II на всем протяжении трасс.

Согласно PAOL-ALLP-00-LUEN-GENL-000-000-PL-PDR-00001рев 3 Временные нормы проектирования, строительства и эксплуатации Переходы магистральных и промышленных трубопроводов, транспортирующих углеводороды, через водные преграды. Часть I. Проектирование утвержденные Обществом с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» проектируемые переходы через водные преграды относятся к категории I.

В соответствии с геологическими условиями и по согласованию с Заказчиком настоящим проектом предусмотрена надземная прокладка проектируемого нефтесборного коллектора на опорах на высоте 1,5-3,5 м над поверхностью земли, со средним шагом опор для трубопровода Ду100 – 6 м. Рабочее давление – 4,0 МПа.

Для строительства прямолинейных участков проектируемых трубопроводов проектом принята труба бесшовная холоднодеформированная из стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 265 Н/мм², классом прочности

K48-K50, с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже KCU=34.3 Дж/см² (3,5 кгс м/см²) при температуре испытания минус 60°C. Внутреннее двухслойное заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°C с системой защиты стыка втулкой. Наружное однослойное эпоксидное покрытие с теплоизоляцией пенополиуретаном в оцинкованной оболочке толщиной 0,7мм ППУ-ОЦ (толщина теплоизоляции - 100 мм).

Устройство углов поворота трасс проектируемых трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях организовано при помощи:

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- отводов крутоизогнутых с радиусомгиба 1,5Du для труб Ду100 (углы 45, 60 90 градусов);
- отводов гнутых с радиусомгиба 5,0Du для трубопровода Ду100 мм (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус);

Для фитингов принято внутреннее заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных материалов с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80 °С. В качестве наружного принято заводское однослойное антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных материалов с теплоизоляционным покрытием из пенополиуретана для надземных труб в оцинкованной оболочке ППУ-ОЦ.

Для защиты внутренней части сварных стыков от коррозии настоящим проектом предусмотрено применение втулок подкладных биметаллических. Для изоляции наружной поверхности сварных стыков трубопровода предусмотрено заводское однослойное антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных материалов с теплоизоляционным покрытием из пенополиуретана для надземных труб.

Для компенсации перемещения трубопроводов, вызванных изменениями температуры и давления, проектом приняты компенсаторы нескольких типов. Компенсаторы собираются с помощью сварки из прямолинейных отрезков труб и серийно изготавливаемых отводов из стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 265 Н/мм², классом прочности К48-К50, с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже КСU=34.3 Дж/см² (3,5 кгс м/см²) при температуре испытания минус 60 °С. Конструкции компенсаторов различных типов предоставлены на чертеже 09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.ГЗ.

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

Пересечения водных преград, в данном проекте, предусмотрены надземным способом в защитном футляре из труб стальных электросварных прямошовных. Толщина стенки защитных кожухов принята 10 мм. Для прокладки трубопроводов внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых.

При пересечении реки Лек-Харьяха для герметизации межтрубного пространства и исключения вероятности попадания транспортируемой нефти в водный объект согласовано применение устройство сальникового уплотнения.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т

Устройства сальникового уплотнения устанавливаются на концах защитных кожухов. Благодаря герметичной системе, углеводороды не попадут в окружающую среду. В качестве выпуска продукта при необходимости предусмотрено применение вентиля углового специального (ВУС).

Устройства сальникового уплотнения, патрубки для установки сигнализаторов уровня, патрубков для установки ВУС, надземный защитный футляр необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой, полиуретановой эмалью и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению.

Настоящим проектом предусмотрены узел с перспективным подключением ПК5+92,54. На узле предусмотрена задвижка клиновые с электроприводом без КОФ, рассчитанная на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см² и вентиль угловой специальный (ВУС). Конструкция узла перспективного подключения представлена на чертеже 09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Г4.

Настоящим проектом предусмотрен узел береговой задвижки ПК7+25,28 через р. Лек-Харьяха. На узле предусмотрены задвижка клиновая с ручным приводом без КОФ, рассчитанная на давление 4,0 МПа, задвижка клиновая фланцевая с электроприводом, рассчитанная на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см² и вентиль угловой специальный (ВУС). Конструкция узла перспективного подключения представлена на чертеже 09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Г6.

На переходе через реку Лек-Харьяха предусмотрен автоматический способ отключения перекрываемого участка с помощью установки отключающих задвижек с электроприводом. Расчетное время отключения перекрываемого участка составляет не более 100 секунд.

Настоящим проектом предусмотрен узел подключения ПК14+60. На узле предусмотрены задвижки клиновые с ручным приводом без КОФ, рассчитанная на давление 4,0 МПа, затвор обратный рассчитанный на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см² и вентиль угловой специальный (ВУС). Конструкция узла подключения представлена на чертеже 09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Г6.

На каждом полукилометре и углах поворота трассы, при пересечении с коммуникациями, автомобильными дорогами и водными преградами с двух сторон необходимо установить опознавательные знаки. В местах пересечения автодорог с проектируемым трубопроводом по обеим сторонам дороги на расстоянии по обеим сторонам дороги на расстоянии 25 м от оси проектируемого трубопровода установить дорожные знаки «Остановка запрещена». Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу.

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

						09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		19

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

Расчетный срок службы проектируемого промышленного трубопровода составляет не менее 20 лет.

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

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;
- применение равнопроходной арматуры;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок.

Настоящим проектом выдержаны нормативные расстояния от ВЛ 6 – 220кВ – не менее высоты опоры ВЛ до высоконапорного водовода.

Настоящим проектом выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемых трубопроводов относительно существующих коммуникаций:

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

Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

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

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

						09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист
							20
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Объем контроля сварных соединений трубопровода составляет 100% радиографическим методом и 25% дублирующим ультразвуковым методом.

Испытание участков проектируемого трубопровода за границей технологических площадок необходимо провести в соответствии с СП 284.1325800.2016 в два этапа:

На первом этапе необходимо провести предварительные гидравлические испытания на прочность участков проектируемого трубопровода:

- на переходе через автодорогу и примыкающие к ней участки длиной по 25 м в обе стороны дороги от подошвы после крепления на опорах давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=1,5 \times 4,0=6,0$ МПа в течение 6 часов;

- на узле подключения трубопровода к межпромысловому коллектору и примыкающие к нему участки длиной не менее 15 м в каждую сторону давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=1,5 \times 4,0=6,0$ МПа в течение 12 часов;

- узлы линейной запорной арматуры давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=1,25 \times 4,0=5,0$ МПа в течении 6 часов;

На втором этапе необходимо провести пневматические испытания на прочность участков проектируемого трубопровода при пересечении водотока, включая участки по 1000м:

- на всем протяжении трассы после укладки и крепления на опорах давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=1,25 \times 4,0=5,0$ МПа в течении 12 часов.

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

После испытаний на прочность необходимо произвести проверку проектируемого трубопровода на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего $R_{раб}=4,0$ МПа продолжительностью не менее 12 часов.

После строительства необходимо произвести очистку внутренней полости трубопровода без пропуска очистного устройства силами подрядной организации, выполняющей СМР.

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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист
								21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

В соответствии с Приложением №7 Таблица №2 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 проектируемого высоконапорного водовода составляет 75 м в обе стороны от оси трубопровода.

Радиус опасной зоны при испытании проектируемого нефтесборного коллектора в направлении возможного отрыва заглушки от торца составляет 600 м.

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

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 010/2011).

6.2 Результат расчёта промыслового трубопровода

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

Для промыслового нефтесборного коллектора (за границами технологических площадок) нормативный документ для расчета СП 284.1325800.2016.

Скорость коррозии нефтесборного коллектора не более 0,1 мм год.

Результаты расчета представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчета на прочность промыслового нефтесборного коллектора

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т					22
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

Диаметр трубопровода, мм	Давление, МПа	Коэффициент условий работы трубопровода, γ_s	Коэффициент надежности по материалу, γ_m	Коэффициент надежности по назначению трубопровода, γ_n	Коэффициент надежности по нагрузке, γ_f	Коэффициент несущей способности труб, P	Расчетное сопротивление материала труб (соединительных деталей), R , МПа	Расчетная толщина стенки, мм	Прибавка на коррозию, C_2 , мм	Толщина стенки с учетом прибавки на коррозию, мм	Отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчётный срок службы трубопровода, лет
114	4,0	0,75	1,47	1,00	1,2	1	247,45	1,09	2,00	3,09	2,0	6,0	40

Назначенный срок службы нефтесборного коллектора составляет 20 лет, что соответствует требованиям задания на проектирование.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		23

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

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

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

Машины и механизмы	Марка	Количество
Корчеватель-собираатель	на тракторе Т-130	1
Трелевочный трактор	ТТ-4М, 95,5 (130) кВт(л.с.)	1
Снегоочиститель	СШР-1 на базе КАМАЗ-43118	1
Экскаватор	ЕТ-14, ковш 0,65 м ³ ; 77(105) кВт (л.с.)	1
Бульдозер	Т-9.01Я; 103(140) кВт(л.с.)	1
Бульдозер болотной модификации	Б10Б.2121-2В4; 130 кВт	1
Поливомоечная машина	КО-713-03	1
Бурильно-крановая машина	БМ-811М на базе Урал 4320	1
Сваебойная установка	СП-49 на базе трактора Т-130БГ-1	1
Трубоукладчик	ТР12.22.01, на базе трактора Т10МБ.0121-5; 132 (180) кВт(л.с.)	6
Передвижная электростанция	АД30С-Т400-Р, номинальная мощность 30 кВт	2
Разъемный электрический труборез для безогневой резки труб	ТР-219; 1,4 кВт	1
Агрегат сварочный	АДД-2х2502; 2 поста, сварочный ток 500А, двигатель 45,6 кВт	2
Автомобиль бортовой	КАМАЗ-43118; г/п.11т, 221(300) кВт(л.с.)	4
Автомобиль самосвал	КАМАЗ-65115; кузов 10,5 м ³ , г/п. 15 т. 207 (282) кВт(л.с.)	8

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

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т

Лист
24

Продолжение таблицы 6

Седелный тягач	КАМАЗ-65116; 191(260) кВт(л.с.); полуприцеп бортовой НЕФАЗ 93341-0310230-07	1
Тягач для транспортировки техники	Тягач прицепа тяжеловоза МЗКТ-7429; 346(470) кВт(л.с.)	1
Прицеп-тяжеловоз	ЧМЗАП-9990; г/п. 60 т	1
Автоцистерна	КАМАЗ-43118 АЦПТ-10; 10 м ³	1
Наполнительно-опрессовочный агрегат	АНО 161; давление 130 кгс/см ²	1
Агрегат насосный высокого давления	Насосный агрегат НР25/24-400/22 кВт	1
Компрессорная установка	СД-9-101М; шасси КАМАЗ-43118	1
Лаборатория контроля качества трубопроводов	На базе УРАЛ 4320-40	1
Авторемонтная мастерская	МТО-АТ-М1 на базе УРАЛ 4320-10	1
Передвижная компрессорная станция	ЗИФ-ПВ-6/0,7; 6,3 м ³ /мин.	1
Вахтовая автомашина	УРАЛ 4320-40, вместимость 30 чел.	1
Парогенератор мобильный	МНТ 700, 350 кг/час.	1
Топливозаправщик	АТЗ-10; на базе УРАЛ 4320-1912-40	2
Примечание – Наименование и количество основных строительных машин, механизмов и транспортных средств уточняется при разработке проектов производства работ в соответствии с номенклатурой имеющейся техники подрядной и субподрядных организаций.		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

8 Перечень мероприятий по энергосбережению

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

Для тепловой изоляции проектируемого трубопровода предусмотрено применение труб и фитингов в заводской теплоизоляции ППУ толщиной 100 мм с покровным слоем для надземных труб в оцинкованной оболочке ППУ-ОЦ, а для подземных в металлополимерной оболочке ППУ-МП толщиной 0,7 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, а для подземных в металлополимерной оболочке ППУ-МП толщиной 0,7 мм.

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

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т		Лист
								26

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

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

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

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

На подразделение, обслуживающее трубопроводы, возлагаются следующие обязанности:

- периодический осмотр трубопроводов и их сооружений;
- техническое обслуживание и текущий ремонт трубопроводов, а также ликвидация отказов;
- контроль над состоянием переходов через искусственные и естественные препятствия;
- содержание трасс и охранной зоны трубопроводов в состоянии, соответствующим требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в соответствии с технологическими регламентами, производственными инструкциями;
- осуществление мероприятий по подготовке трубопроводов к работе в осенне-зимний период и к весеннему паводку;
- проведение в установленные графиком сроки учебно-тренировочных занятий с целью проверки готовности технического персонала к выполнению работ по ликвидации возможных аварий.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т

Лист
27

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т

Внеочередная проверка знаний у рабочих проводится:

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

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

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

б) инструктажи на рабочем месте:

- первичный для рабочих и мастеров с практическим обучением - перед допуском к самостоятельной работе или при переводе с одной работы на другую;
- периодический (повторный) проводится руководителем работ непосредственно на рабочем месте для рабочих по программе первичного инструктажа не реже чем через полгода, а для профессий с повышенными требованиями безопасности - через 3 месяца, для ИТР - не реже чем через 2 года;
- внеочередной (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;
- если выявлены случаи нарушения правил и инструкций, производственной дисциплины независимо от принятых мер воздействия;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	

– 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.

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

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

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

Предусмотренный уровень контроля и автоматизации достаточен для обеспечения работы технологических установок с минимальным вмешательством обслуживающего персонала (оператора), обеспечивающий контроль и управление с диспетчерского пункта. Получая информацию о состоянии объекта, оператор имеет возможность проанализировать эту информацию и принять соответствующее решение об управляющем воздействии на объект. Информация поступает на диспетчерский инженерный пункт ДИП КЦДНГ-5.

11.1 Объем контроля и автоматизации

Объем контроля и автоматизации, предусматриваемый данным проектом выполнен в соответствии с СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015, графически представлен на чертеже 09-07-2НИПИ/2022-ИОС7.2.Г2.

Объектами автоматизации и телемеханизации являются:

Переход напорного нефтепровода через р. Лек-Харьяха

- узел береговой задвижки (правый берег);
- узел береговой задвижки (2 шт.) (левый берег);
- КТП – С (2 шт.).

Узел береговой задвижки (правый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до и после задвижки;
- дистанционный контроль давления в проектируемом защитном кожухе;
- дистанционная сигнализация уровня в проектируемом защитном кожухе;
- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме – автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист
								32
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

Узел береговой задвижки (левый берег)

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления до задвижки;
- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме –

автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;

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

КТП-С (2шт.)

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

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

11.2 Объем контроля и автоматизации

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

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется системой телемеханики на базе логических контроллеров. Для площадок узла береговой задвижки (правый берег), узла береговой задвижки (левый берег), система телемеханики является проектируемой. Система производит съём информации с цифровых, аналоговых, частотных датчиков, передает информацию на сервер системы, передает на объекты команды контроля и управления, организует локальное управление оборудованием на объектах, формирует отчеты. В состав системы, кроме контроллеров, входит программное обеспечение, реализующее получение, передачу, обработку и отображение информации.

Система АСУ ТП построена по трехуровневому иерархическому принципу:

- нижний (полевой) уровень: датчики-преобразователи физических величин (полевое оборудование КИПиА), датчики сигнализации состояния оборудования,

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т							33
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

исполнительные механизмы, аппаратура местного управления (электроприводные задвижки);

- средний уровень – шкаф СУ ТМ, в состав которого входит программируемый логический контроллер, элементы автоматики, коммутации и защиты;
- верхний уровень - уровень автоматизированного оперативного управления (сервер, рабочие станции, базовое и сервисное программное обеспечение).

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

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

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

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

ЗРА позволяет управлять технологическим процессом.

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

Система функционирует автономно, без участия человека.

Функции среднего уровня реализованы контроллерным оборудованием и специализированным программным обеспечением.

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

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

В СУ ТМ запроектированы:

- контроллер;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист
								34
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- защита от перенапряжения;
- автоматические выключатели;
- клеммные зажимы пружинного типа;
- промежуточными реле;
- источник питания 24В;
- источник бесперебойного электропитания.

Преобразование интерфейса RS-485 в Ethernet производится контроллером в шкафу телемеханики.

Система предусматривает возможность получения/передачи данных во внешние информационные системы, в т.ч. ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз».

В качестве протоколов/технологии для обмена данными использованы:

- с локальными системами управления протоколы Modbus RTU;
- с внешними информационными системами (АСОДУ) протокол OPC, OPC XML Data Acces XML Messaging.

Проектируемый шкаф СУ ТМ 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;
- модуль дискретного вывода;
- модули аналогового ввода;

2) Дополнительное оборудование:

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

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

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

Функции верхнего уровня, уровня диспетчерского пункта системы выполняются

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист
								35
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

управляющим вычислительным комплексом (УВК ДПС), который включает в себя сервер, рабочую станцию диспетчера, рабочую станцию инженера.

На верхнем уровне система управления выполняет следующие функции:

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

Верхний уровень представлен серверным шкафом и АРМом оператора.

Сервер системы и АРМ диспетчера размещены в помещении диспетчерского инженерного пункта Усинского месторождения.

Решения по информационному обеспечению

Информационное обеспечение существующей системы телемеханики Усинского нефтяного месторождения включает в себя возможность интеграции проектируемых площадок.

Решения по математическому обеспечению

Решение по математическому обеспечению разработаны в рамках существующей системы телемеханики Усинского нефтяного месторождения.

Для интеграции береговых задвижек в существующую систему телемеханики требуется применить существующие технические решения, ранее разработанные в проекте верхнего уровня АСУТП. Дополнения технических решений в рамках данного проекта не требуются.

Обмена информации между СУ ТМ и диспетчерским пунктом осуществляется по средствам сетей связи. Для площадок узла береговой задвижки (правый берег), узла береговой задвижки (левый берег), организация канала связи предусматривается разделом 5, «Сети связи» (09-07-2НИПИ/2022-ИОС5).

Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 7.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист
							36

Таблица 7 – Объем информации передаваемой с площадок в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
<u>УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАДВИЖКИ (правый берег)</u>			
Давление линейное до и после задвижки	x	-	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть; открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x
Давление в проектируемом кожухе	x	-	-
Уровень в проектируемом кожухе	-	x	-
<u>КТП –С (2 шт.)</u>			
Напряжение по фазе А, В, С	x	-	-
Ток фазы А, В, С	x	-	-
Расход эл. энергии	x	-	-
<u>УЗЕЛ БЕРЕГОВОЙ ЗАДВИЖКИ (левый берег)</u>			
Давление линейное до задвижки	x	-	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть, закрыть; открыта, закрыта; местн./дист.; неисправность) (2 шт.)	-	x	x

11.3 Технические средства автоматизации

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

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

- для дистанционного измерения давления датчик избыточного давления АИР-10Н (1ExdIICT5X, IP66) производства ООО НПП «Элемер» Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

- для контроля уровня жидкости в проектируемом кожухе вибрационный сигнализатор уровня Висур-10 (Ga/Gb Ex db IIB T5, IP66) производство ООО «ОКБ Вектор», 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.

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

						09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист 37
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

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

Для кабельных линий, прокладываемых во взрывоопасных зонах, предусматривается кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем КУВЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nх2хS (или аналогичный) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий, прокладываемых вне взрывоопасных зон, предусматривается кабель КВВГЭнг(А)-LS-ХЛ/МКЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nх2хS (или аналогичные) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм². При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП 77.13330.2016.

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

Высота прокладки кабельных трасс по эстакаде в соответствии с СП 18.13330.2010, ПУЭ принята 5 м до проезжей части для переходов через дороги. Для кабельной эстакады и галереи в

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист
							38

непроезжей части территории промышленного предприятия высота прокладки кабельной трассы не менее 2,5 м от планировочной отметки земли.

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т			

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

Эксплуатация проектируемых объектов будет осуществляться без постоянного нахождения дежурного, обслуживающего и рабочего персонала (работа в автоматическом режиме). Зданий и сооружений в составе проектируемого объекта не предусматривается.

При разработке мероприятий по обеспечению антитеррористической защищенности принимались следующие реализованные средства защиты объекта в соответствии с присвоенным классом:

- проезд к объекту осуществляется по ведомственной автодороге через оборудованный контрольно-пропускной пункт с круглосуточным присутствием охранного персонала ООО «Агентство «ЛУКОМ-А-Север» где проводится визуальный досмотр (проверка) транспортных средств и личных пропусков сотрудников;
- охранным персоналом осуществляется круглосуточное патрулирование территории месторождения.

ООО «Агентство «ЛУКОМ-А-Север» осуществляет охранные услуги и услуги по обслуживанию технических систем безопасности на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в соответствии с заключенным договором. Доступ физических лиц, транспортных средств и грузов на объекты ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» регулируются действием локального акта «Положение о пропускном и внутриобъектовом режимах в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» 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.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

С целью предотвращения возможных террористических актов выполняются следующие мероприятия:

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

С целью предотвращения возможных террористических актов выполняются следующие мероприятия:

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

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».

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т

13 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
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	

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

Учитывая сложные инженерно - геологические и гидрологические условия трасс (фактором, осложняющим строительство, является повсеместное распространение многолетнемерзлых грунтов, процессы морозного пучения, подтопления и термокарста) проектом принято решение выполнять прокладку трубопроводов надземным способом на свайных основаниях. Такой способ прокладки позволяет беспрепятственно осуществлять контроль технического состояния трубопроводов.

Высота прокладки трубопроводов над землёй на участках вечномерзлых грунтов должна назначаться из условий обеспечения вечномерзлого состояния грунта под опорами и трубопроводами с учетом условия прокладки части трасс по наращённым существующим опорам. Проектная высота прокладки трубопровода обеспечивает беспрепятственный снегоперенос на всей протяженности проектируемых трубопроводов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист
						43		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Приложение А

Физико-химия нефти и газа

Параметр	Значение
Нефтесборный коллектор куст №155 – т.вр. в НСК куст 56 – задв.№95	
Плотность нефти, кг/м ³	0,836 кг/м ³
Плотность газа, кг/м ³	1,155 кг/м ³
Газосодержание м ³ /т	83 м ³ /т

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										44
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т

Библиография

49-ФЗ от 07.05.2001	О территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации (с Изменениями на 8 декабря 2020г)
116-ФЗ от 21.07.1997	О промышленной безопасности опасных производственных объектов (с Изменениями на 11 июля 2021г)
137-ФЗ от 25.10.2001	О введении в действие Земельного кодекса Российской Федерации (с Изменениями на 14 июля 2022г)
184-ФЗ от 27.12.2002	О техническом регулировании (с Изменениями на 2 июля 2021г)
201-ФЗ от 04.12.2006	О введении в действие Лесного кодекса Российской Федерации (с Изменениями на 2 июля 2021г)
384-ФЗ от 30.12.2009	Технический регламент о безопасности зданий и сооружений (с Изменениями на 2 июля 2013г)
Постановление №87 от 16.02.2008	Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (с Изменениями на 27 мая 2022г)
ГОСТ Р 21.101-2020	Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации
ГОСТ 25100-2020	Грунты. Классификация
ГОСТ 27751-2014	Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения и требования
СП 18.13330.2019	"Свод правил. Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка (СНИП II-89-80* "Генеральные планы промышленных предприятий")"
СП 36.13330.2012	Магистральные трубопроводы (с Изменениями N 1, 2, 3, 4)
СП 50.13330.2012	Тепловая защита зданий (с Изменениями N 1, 2)
СП 131.13330.2020	Строительная климатология

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист
								45
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

СП 284.1325800.2016	Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ (с Изменением N 1).
СП 115.13330.2016	Геофизика опасных природных воздействий. Акт. ред. СНиП 22-01-95
СП 14.13330.2018	Акт.ред. СНиП II-7-81* (с Изменением N 2.3). Строительство в сейсмических районах
СНиП 12-03-2001	Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования
СНиП 12-04-2002	Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство
СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03	Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов
ВСН 005-88	Строительство промышленных стальных трубопроводов. Технология и организация
ВСН 012-88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть I
РД 08-435-02	Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоение и эксплуатация скважин на кусте
ППБО-85	Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
СП 11-105-97	Инженерно-геологические изыскания для строительства
СП 22.13330.2016	Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83* (с Изменениями N 1, 2, 3,4)
СН 459-74	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин
09-07-2НИПИ/2022-ИГДИ1	Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий для подготовки проектной документации

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т

Лист

46

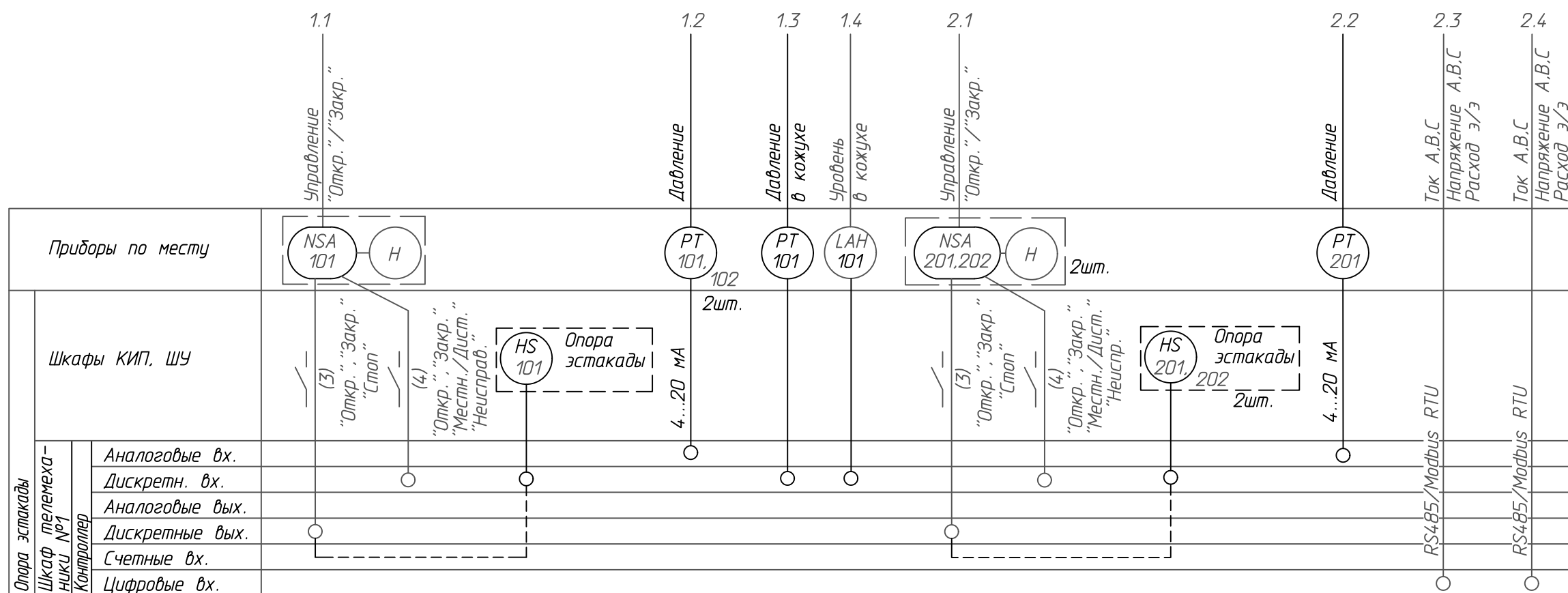
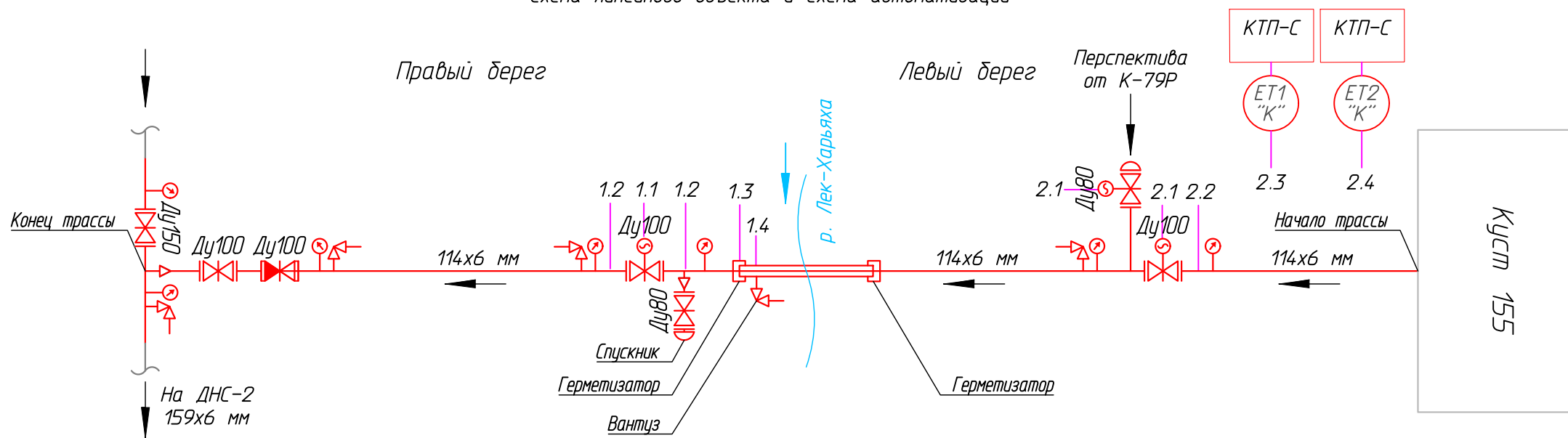
09-07-2НИПИ/2022-ИГИ Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной документации

09-07-2НИПИ/2022-ИГМИ Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий для подготовки проектной документации

09-07-2НИПИ/2022-ИЭИ Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий для подготовки проектной документации

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Т	Лист
								47
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Схема линейного объекта и схема автоматизации



1. Условные обозначения средств автоматизации выполнена по пособию к ГОСТ 21.408-93 РМ4-2-96; по ГОСТ 21.208-2013.

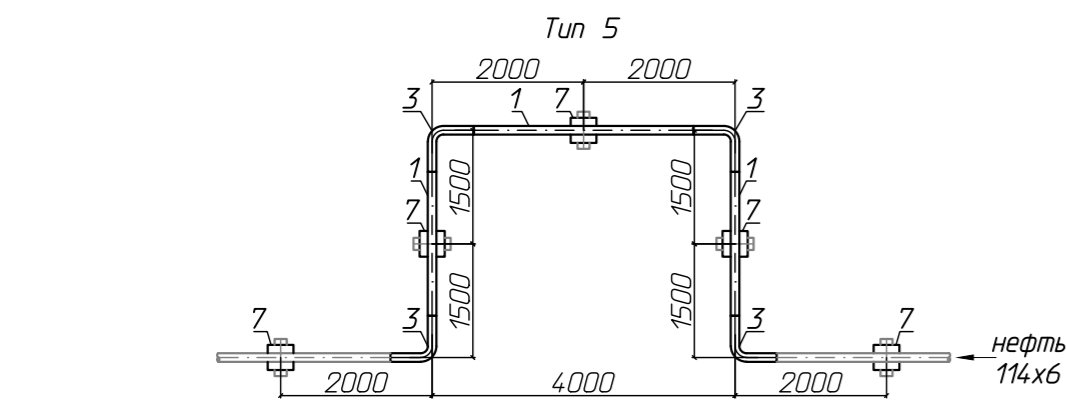
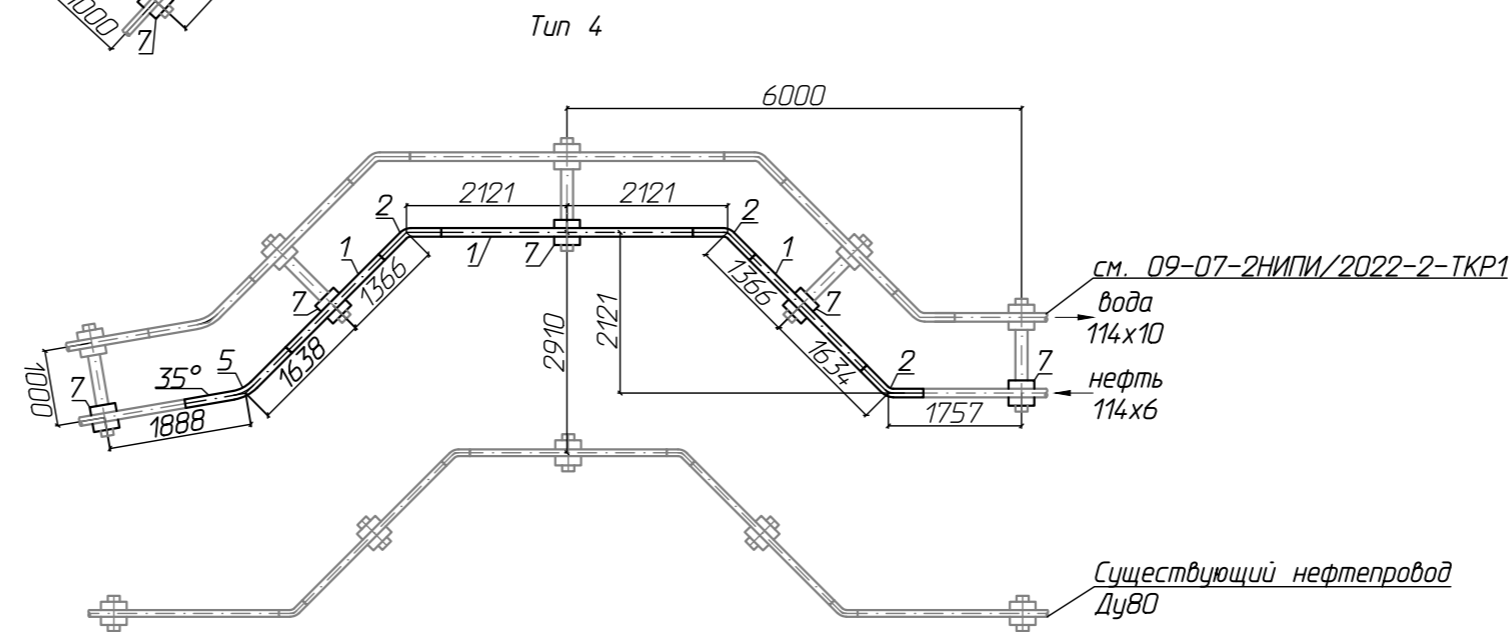
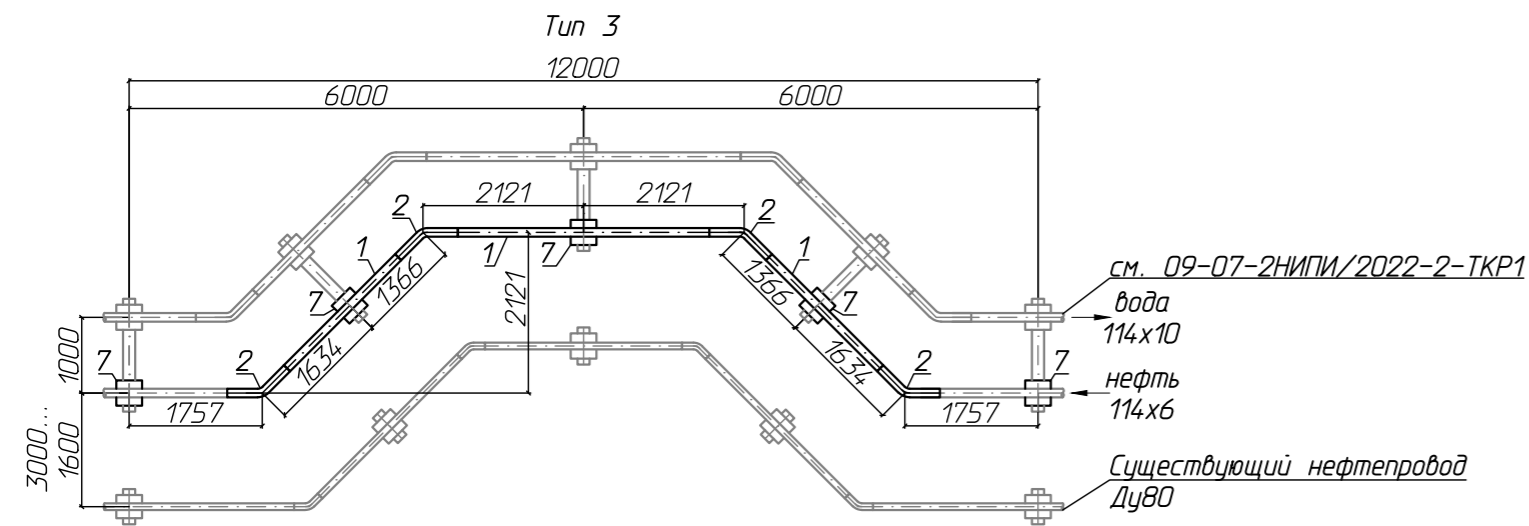
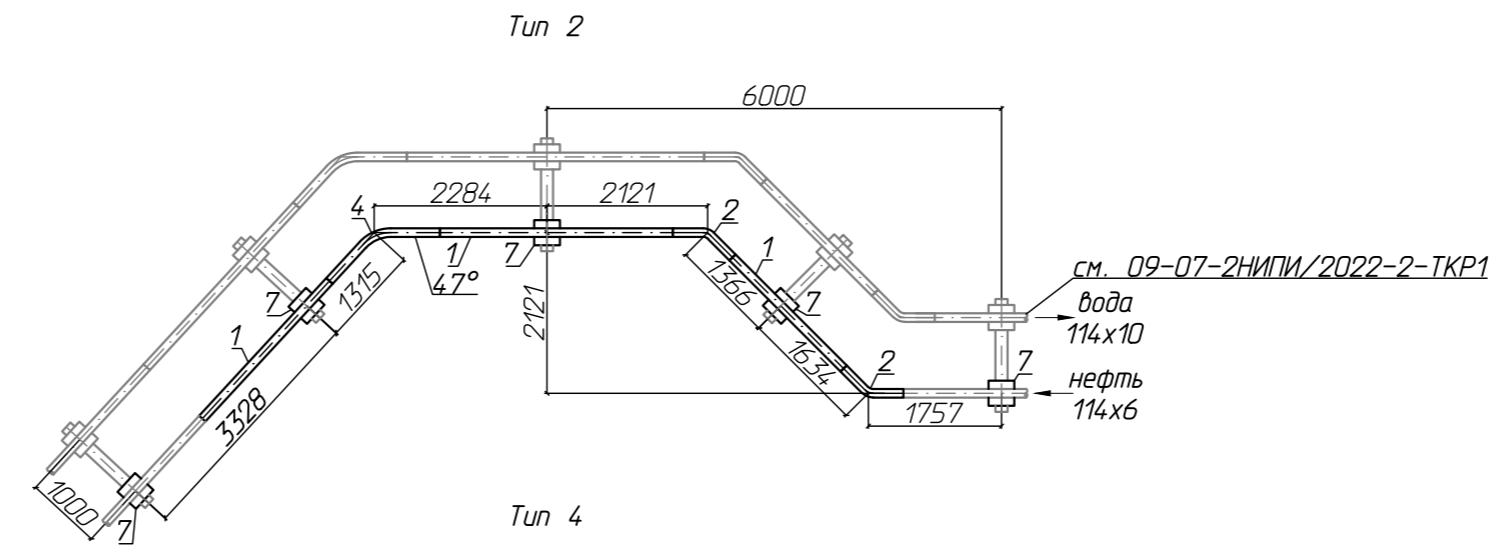
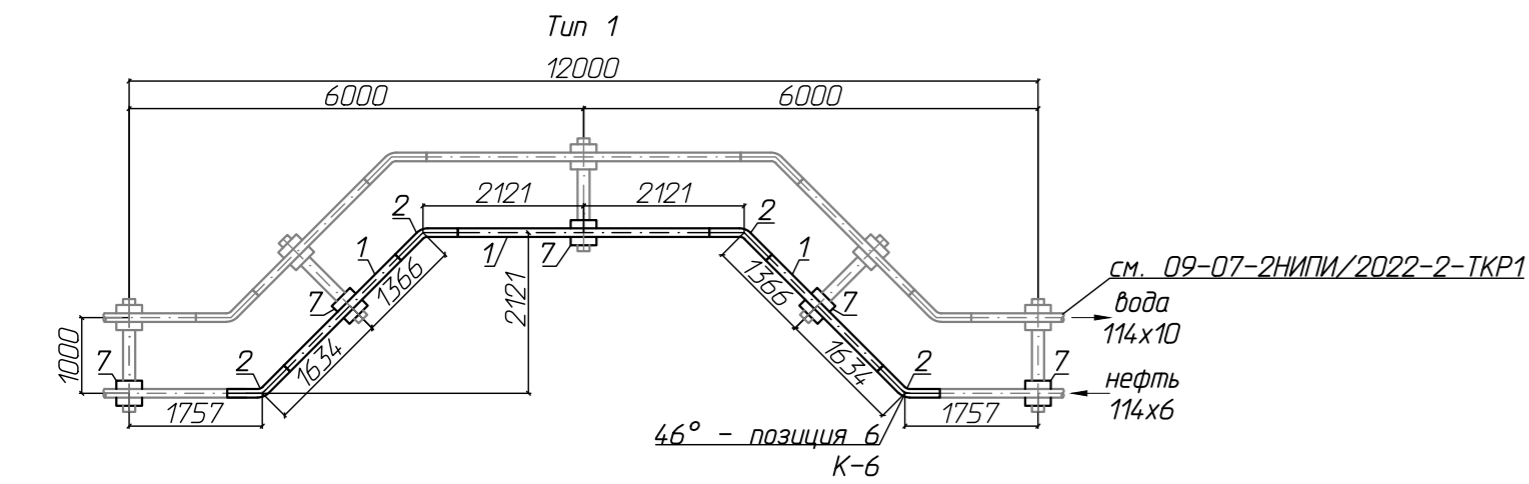
Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Проектируемый высоконапорный водовод
	Задвижка клиновья
	Клапан обратный
	Манометр
	Вентиль угловой специальный
	Переход
	Задвижка клиновья электроприводная

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Г2					
Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Хлопин			08.23
Проверил		Конанов			08.23
Нач. отд.		Новоселова			08.23
Нач. отд.		Попков			08.23
Н. контр		Салдаева			08.23
Схема линейного объекта и схема автоматизации					Стадия
					Лист
					Листов
					П
					1
					000 "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Компенсатор

Спецификация



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба стальная бесшовная, холоднодеформированная с заводским двуслойным внутренним покрытием, с однослойным наружным покрытием, с теплоизоляцией 114x6-ППУ-ОЦ(316)	103,7	16,0	м
2		Детали стальные с приварными катушками 400мм с заводским двуслойным внутренним покрытием, с однослойным наружным покрытием, с теплоизоляцией			
2		Отвод П 45°-114x6-ППУ-ОЦ(316)-УХЛ	48	11,1	вес с катушками
3		Отвод П 90°-114x6-ППУ-ОЦ(316)-УХЛ	4	17,4	вес с катушками
4		Детали стальные с прямыми участками 650мм с заводским двуслойным внутренним покрытием, с однослойным наружным покрытием, с теплоизоляцией			
4		Отвод П 47°-114x6-ППУ-ОЦ(316)-УХЛ	1	27,3	вес с катушками
5		Отвод П 35°-114x6-ППУ-ОЦ(316)-УХЛ	1	25,1	вес с катушками
6		Отвод П 46°-114x6-ППУ-ОЦ(316)-УХЛ	1	27,3	вес с катушками
7		Опора СХОТ-316-ХЛ1-АКП	70	7,3	шт

- Количество изделий и материалов в спецификации представлено на все компенсаторы; всего компенсаторов - 14 шт;
 - тип 1: 6 шт;
 - тип 2: 1 шт;
 - тип 3: 5 шт;
 - тип 4: 1 шт;
 - тип 5: 1 шт;
- Метраж трубы для каждого компенсатора уточнить по месту;
- Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами;
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка втулки;
- Масса деталей дана без учета теплоизоляции;
- Строительные конструкции представлены в разделе 09-06-2НИПИ/2022-1-КР2;
- *- размер уточнить по месту.

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.ГЗ					
"Обустройство куста № 155 Харьягинского месторождения"					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Хлопин			10.23
Проверил		Новоселова			10.23
Н. контр.		Салдаева			10.23
				Стадия	Лист
				П	1
Компенсатор				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл

Узел перспективного подключения ПК5+92.54.
 Нефтедоборный коллектор куст №155 - т.вр. в НСК куст 56 - задв.№95

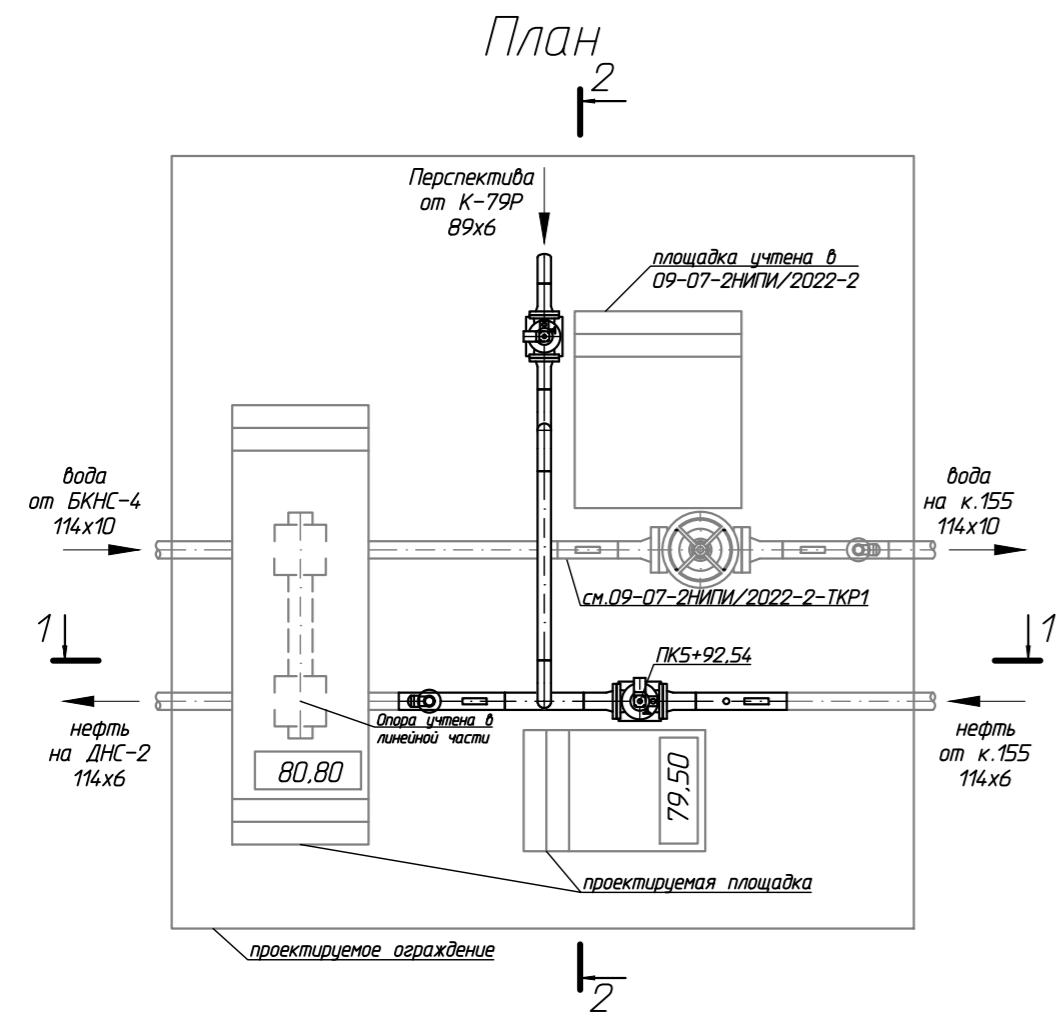
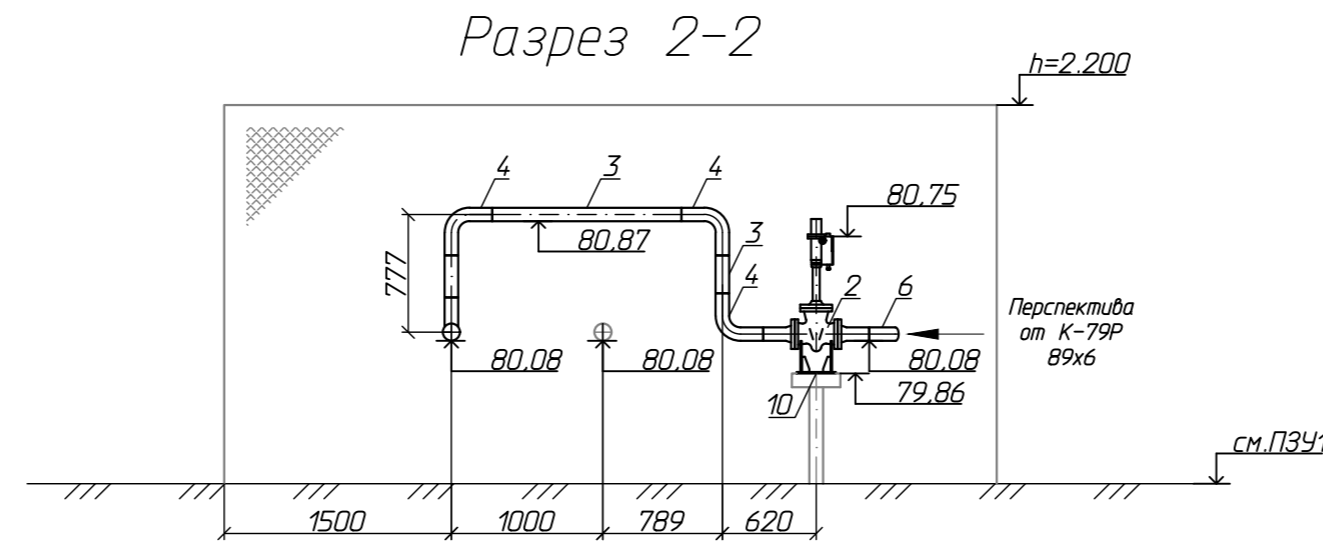
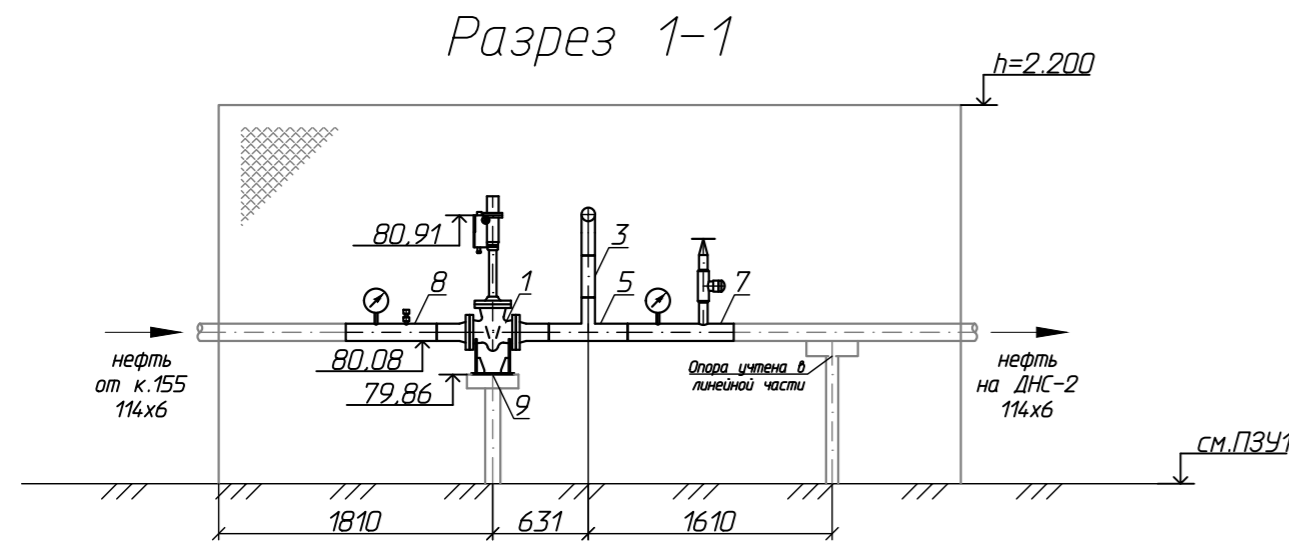
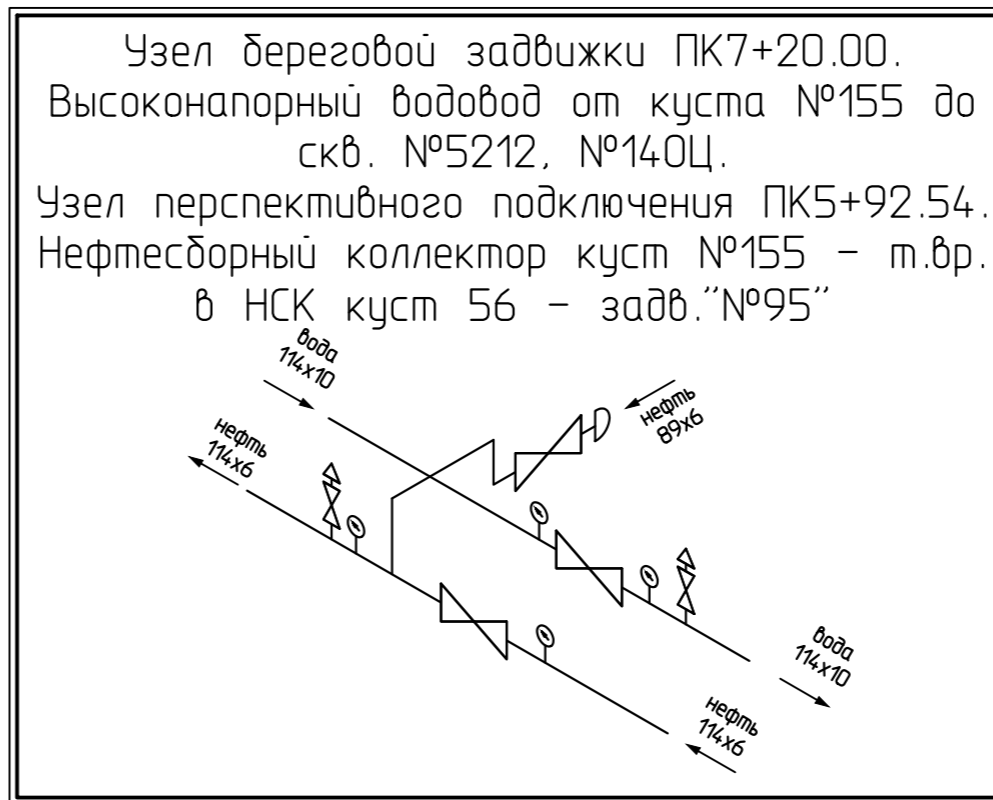


Рис.1 (поз.11)



1. Узел перспективного подключения расположен на ПК5+92.54 проектируемого нефтедоборного коллектора куст №155 - т.вр. в НСК куст 56 - задв.№95;
2. Сварные стыки 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;
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. * - размер уточнить по месту;
7. Строительные опоры и ограждение представлены в разделе 09-07-2НИПИ/2022-1-КР2.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка электроприводная без КОФ Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	1	44,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	2		
2		Задвижка электроприводная 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		
		Труба стальная бесшовная, холоднодеформированная с заводским двуслойным внутренним и однослойным наружным покрытием			
3		89x6	1,8	12,3	м
		Детали стальные с приварными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним и однослойным наружным покрытием			
4		Отвод П 90°-89x6	3	11,4	вес с катушками
5		Тройник П 114x6-89x6	1	11,1	вес с катушками
6		Заглушка П 89x6	1	2,6	вес с катушками
7		Спецдеталь Ду100, L=700 мм для установки ВУС и манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	19,7	
8		Спецдеталь Ду100, L=600 мм для манометра и бабышки для датчика давления с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	11,6	
9	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Г9	Опора под задвижку Ду100	1	14,3	
10	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Г9	Опора под задвижку Ду80	1	12,3	
11		Пластина 900x600	1	8,47	

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Г4					
"Обустройство куста № 155 Харьягинского месторождения"					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.	Хлопин				10.23
Проверил	Новоселова				10.23
Н. контр.	Салдаева				10.23
Узел перспективного подключения ПК5+92.54. Нефтедоборный коллектор куст №155 - т.вр. в НСК куст 56 - задв.№95. План. Разрезы 1-1, 2-2					000 "НИПИ нефти и газа УГТУ"
					Формат А4х3

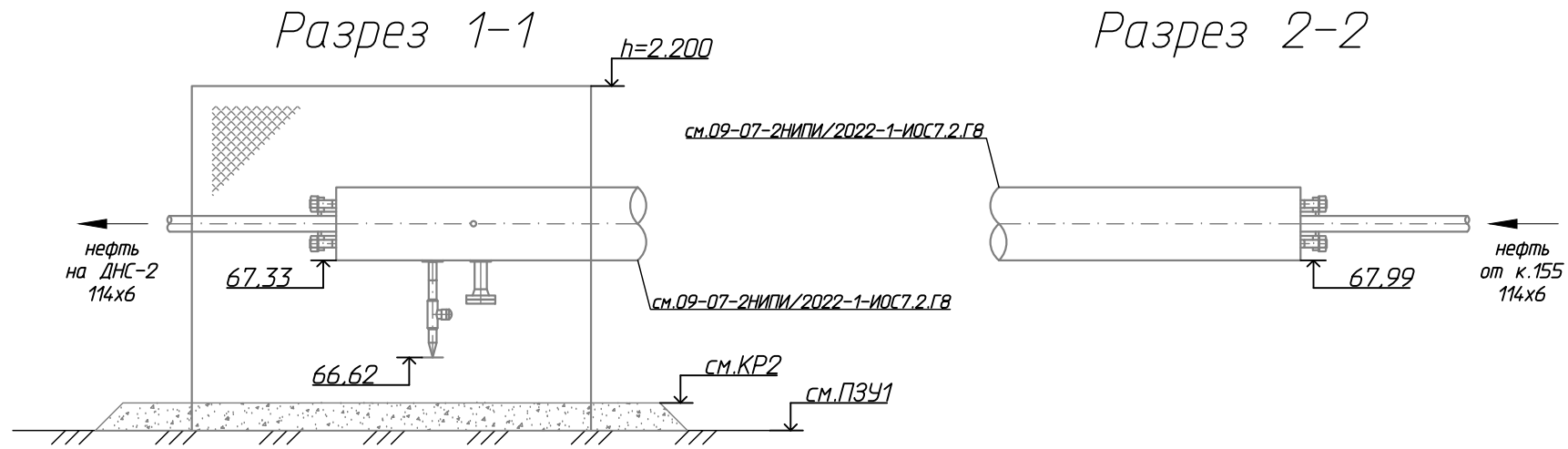
Согласовано

Взам. инв.№

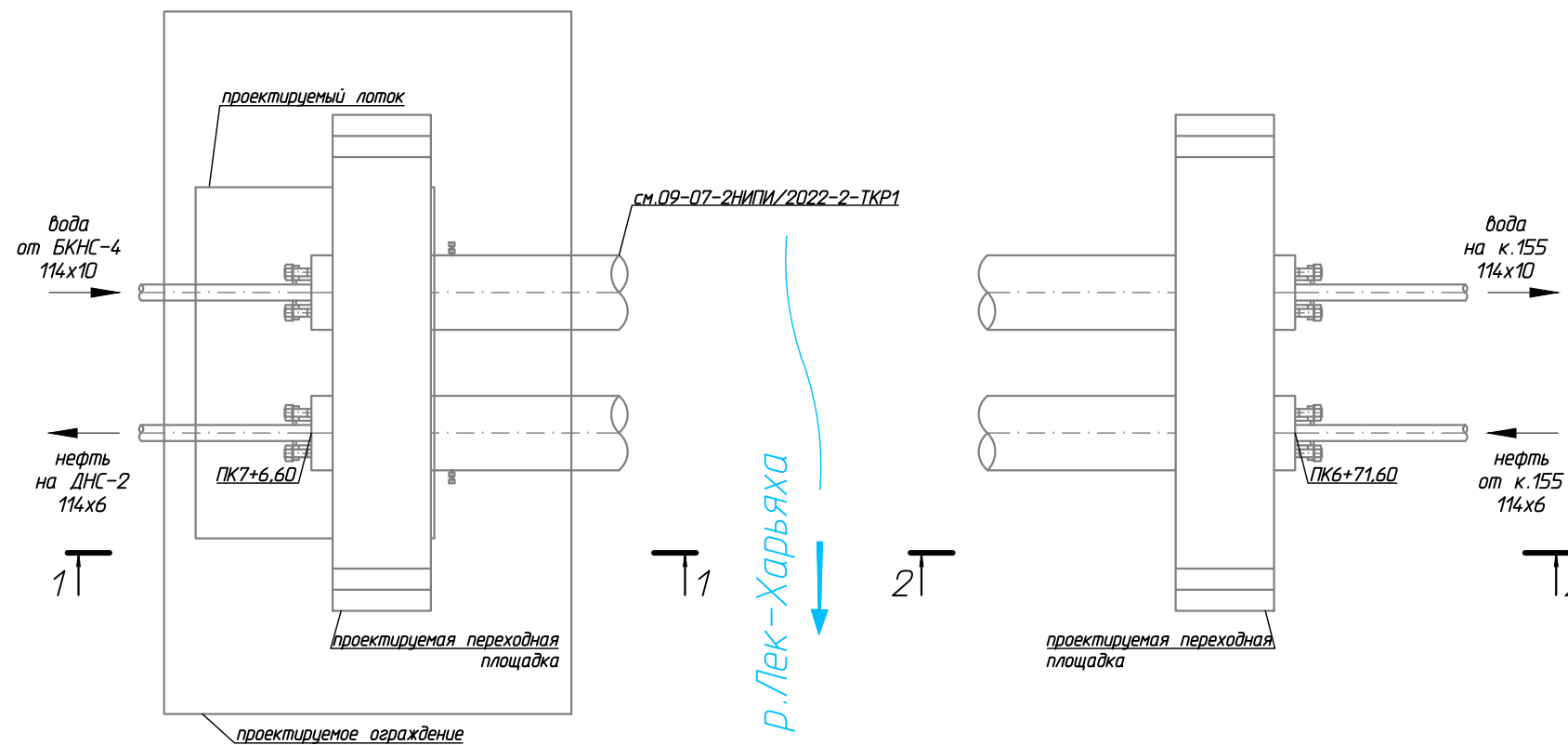
Подпись и дата

Инв.№ подл

Узел установки герметизирующего устройства. ПК6+71,60; ПК7+6,60.
 Нефтедоборный коллектор куст №155 - т.вр. в НСК куст 56 - задв.№95



План

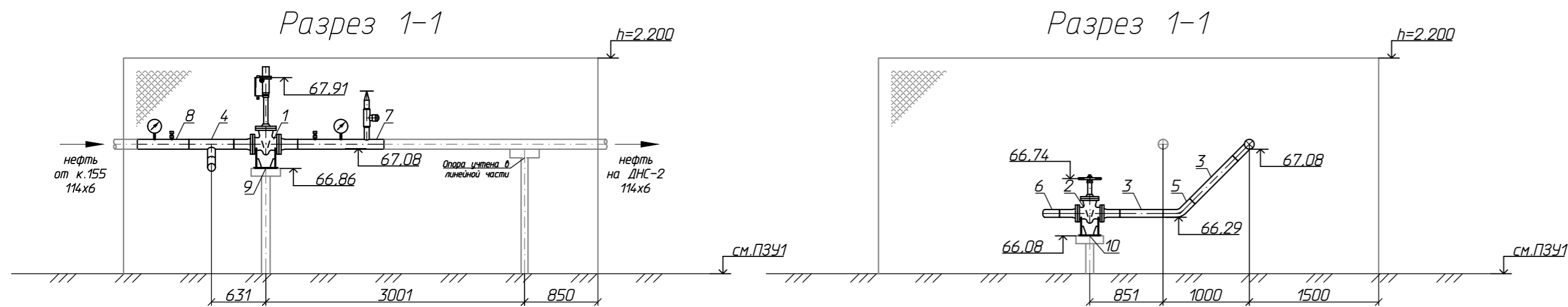


Согласовано	
Взам. инв.№	
Подпись и дата	
Инв.№ подл	

1. Узел установки герметизирующего устройства расположен на ПК6+71,60 и ПК7+6,60 проектируемого нефтедоборного коллектора куст №155 - т.вр. в НСК куст 56 - задв.№95;
2. *- размер уточнить по месту;
3. Строительные конструкции представлены в разделе 09-07-2НИПИ/2022-1-КР2;
4. Чертеж носит ознакомительный характер.

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Г5											
"Обустройство куста № 155 Харьягинского месторождения"											
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата						
Разраб.		Хлопин			09.23						
Проверил		Новоселова			09.23						
Н. контр.		Салдаева			09.23						
Узел установки герметизирующего устройства. ПК6+71,60; ПК7+6,60. Нефтедоборный коллектор куст №155 - т.вр. в НСК куст 56 - задв.№95. План. Разрезы 1-1. 2-2.					<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"					Формат А3						

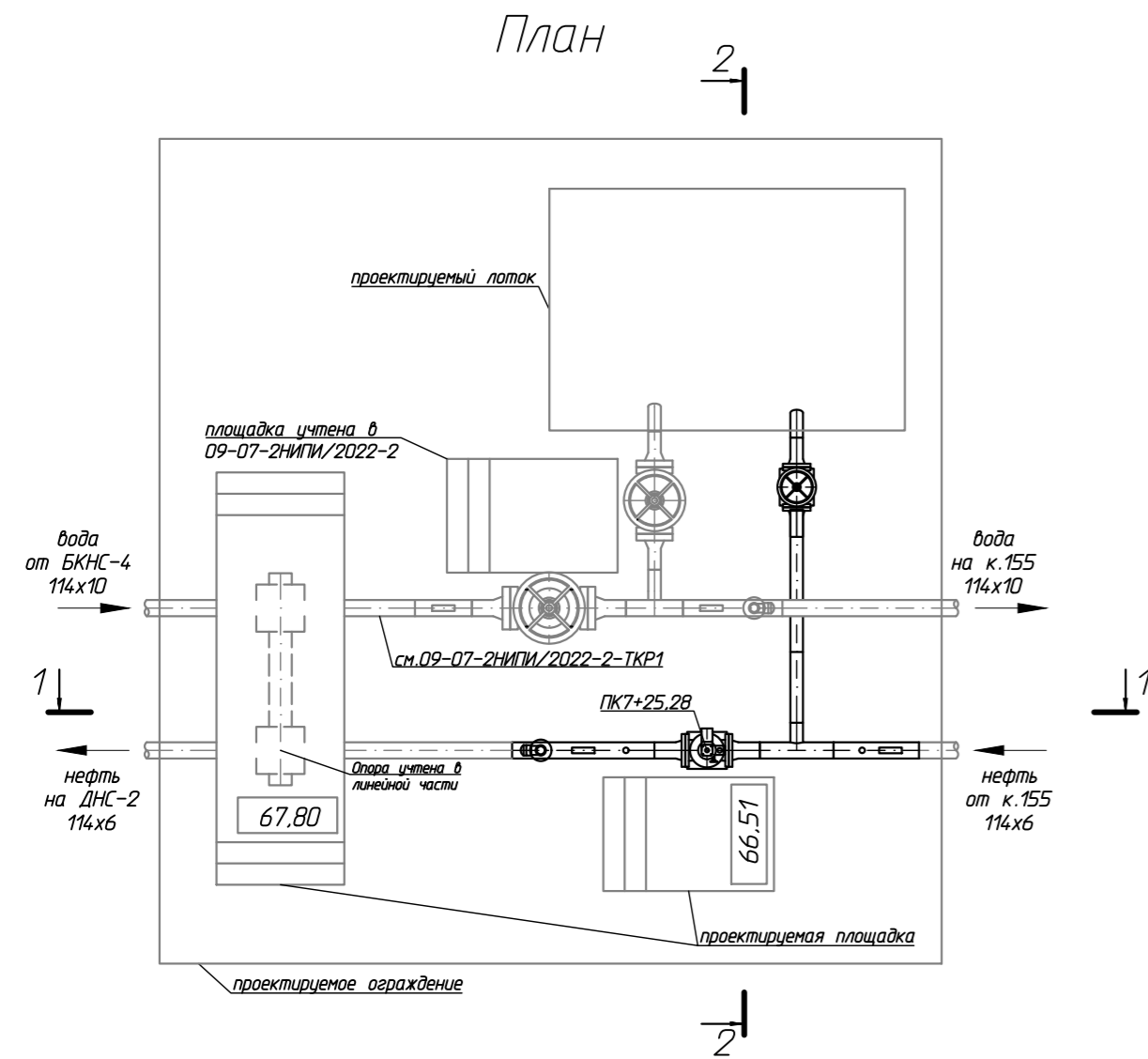
Узел береговой задвижки ПК7+25.28.
Нефтеборный коллектор куст №155 - т.вр. в НСК куст 56 - задв.№95



Разрез 1-1

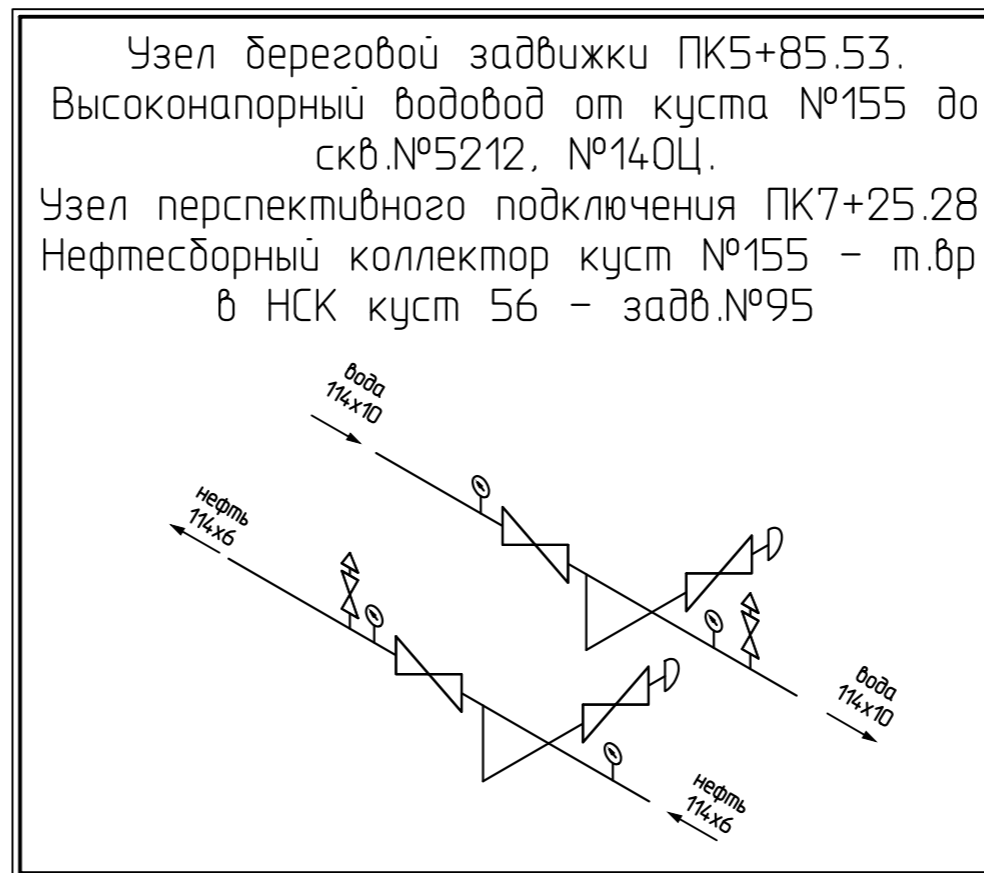
Разрез 1-1

Рис.1 (поз.11)



План

2



Узел береговой задвижки ПК5+85.53.
Высоконапорный водовод от куста №155 до скв.№5212, №140Ц.
Узел перспективного подключения ПК7+25.28.
Нефтеборный коллектор куст №155 - т.вр. в НСК куст 56 - задв.№95

1. Узел береговой задвижки расположен на ПК7+25.28 проектируемого нефтеборного коллектора куст №155 - т.вр. в НСК куст 56 - задв.№95;
2. Сварные стыки 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;
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. * - размер уточнить по месту;
7. Строительные опоры и ограждение представлены в разделе 09-07-2НИПИ/2022-1-КР2.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка электроприводная 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		Задвижка клиновья без КОФ Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	1	44,0	
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	2		
3		Труба стальная бесшовная, холоднодеформированная с заводским двуслойным внутренним и однослойным наружным покрытием 89x6	1,3	12,3	м
4		Тройник П 114x6-89x6	1	11,1	вес с катушками
5		Отвод П 45°-89x6	1	9,5	вес с катушками
6		Заглушка П 89x6	1	2,6	вес с катушками
9	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Г9	Опора под задвижку Ду100	1	14,3	
10	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Г9	Опора под задвижку Ду80	1	12,3	
11		Пластина 900x600	1	8,47	

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Г6					
"Обустройство куста № 155 Харьягинского месторождения"					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.	Хлопин				10.23
Проверил	Новоселова				10.23
Н. контр.	Салдаева				10.23
				Узел береговой задвижки ПК7+25.28. Нефтеборный коллектор куст №155 - т.вр. в НСК куст 56 - задв.№95. План. Разрезы 1-1, 2-2	
			Стадия	Лист	Листов
			П		1
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл

Узел подключения ПК14+16.00
 Нефтеборный коллектор куст №155 - т.вр. в НСК куст 56 - задв.№95

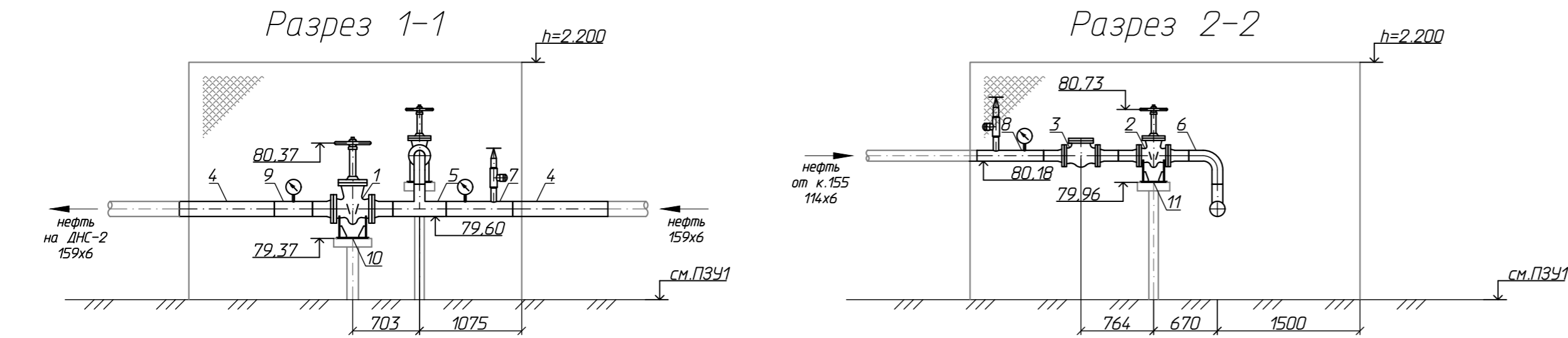
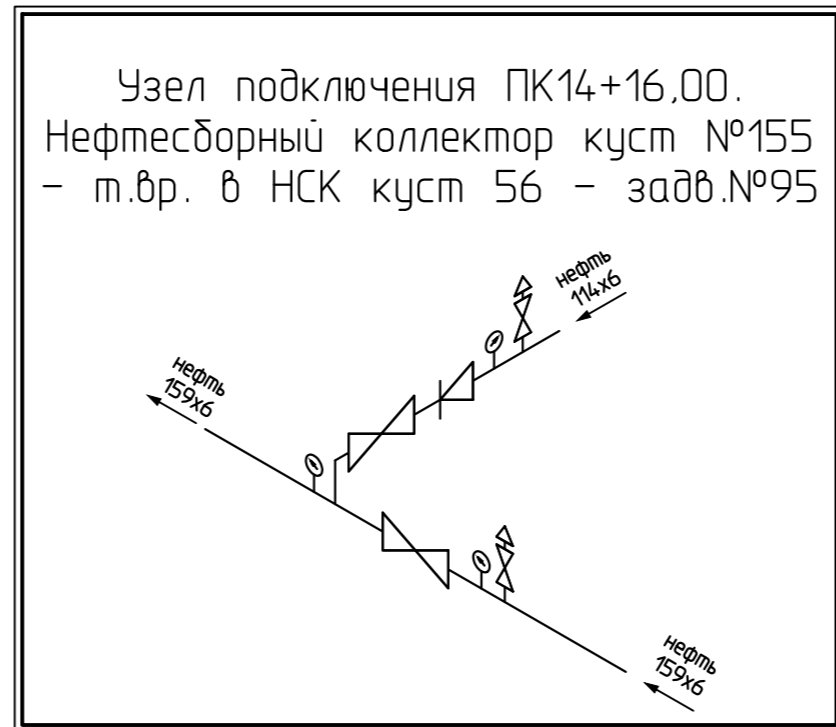
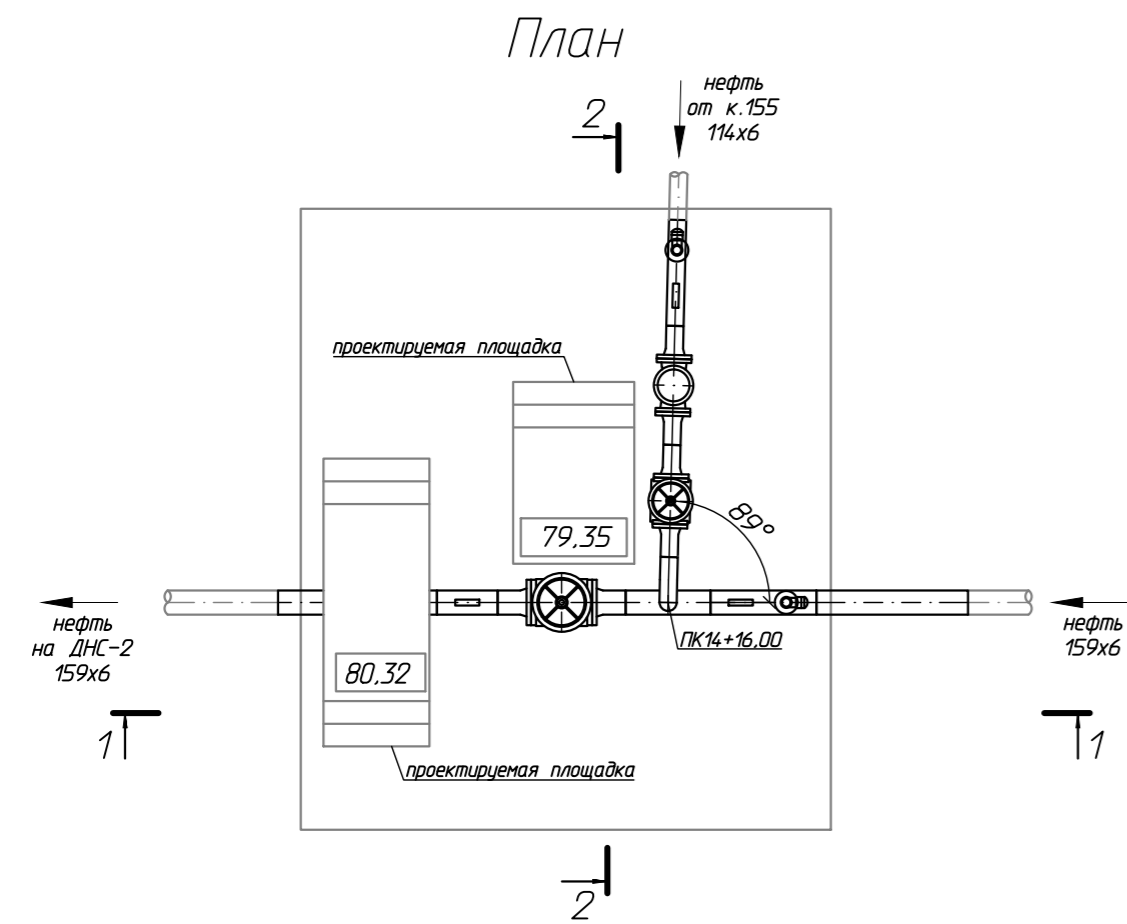


Рис.1 (поз.12)



Узел подключения ПК14+16,00.
 Нефтеборный коллектор куст №155
 - т.вр. в НСК куст 56 - задв.№95

1. Узел подключения расположен на ПК14+16.00 проектируемого нефтеборного коллектора куст №155 - т.вр. в НСК куст 56 - задв.№95;
2. Сварные стыки 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;
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. * - размер уточнить по месту;
7. Строительные опоры и ограждение представлены в разделе 09-07-2НИПИ/2022-1-КР2.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья без КОФ Ду 150 мм, Ру=4,0 МПа	1	145,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 150мм, Ру=4,0 МПа	2		
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		
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		
		Труба стальная бесшовная, холоднодеформированная с заводским двуслойным внутренним и однослойным наружным покрытием			
4		159x6	2,0	22,6	м
		Детали стальные с приварными катушками 150мм с заводским двуслойным внутренним и однослойным наружным покрытием			
5		Тройник П 159x6-114x6	1	18,2	вес с катушками
6		Отвод П 90°-114x6	1	17,4	вес с катушками
7		Спецдеталь Ду150, L=700 мм для установки ВУС и манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	24,4	
8		Спецдеталь Ду100, L=700 мм для установки ВУС и манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	19,7	
9		Спецдеталь Ду150, L=400 мм для установки манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	7,4	
10	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Г9	Опора под задвижку Ду150	1	19,9	
11	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Г9	Опора под задвижку Ду100	1	14,3	
12		Пластина 900x600	1	8,47	

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Г7

"Обустройство куста № 155 Харьягинского месторождения"

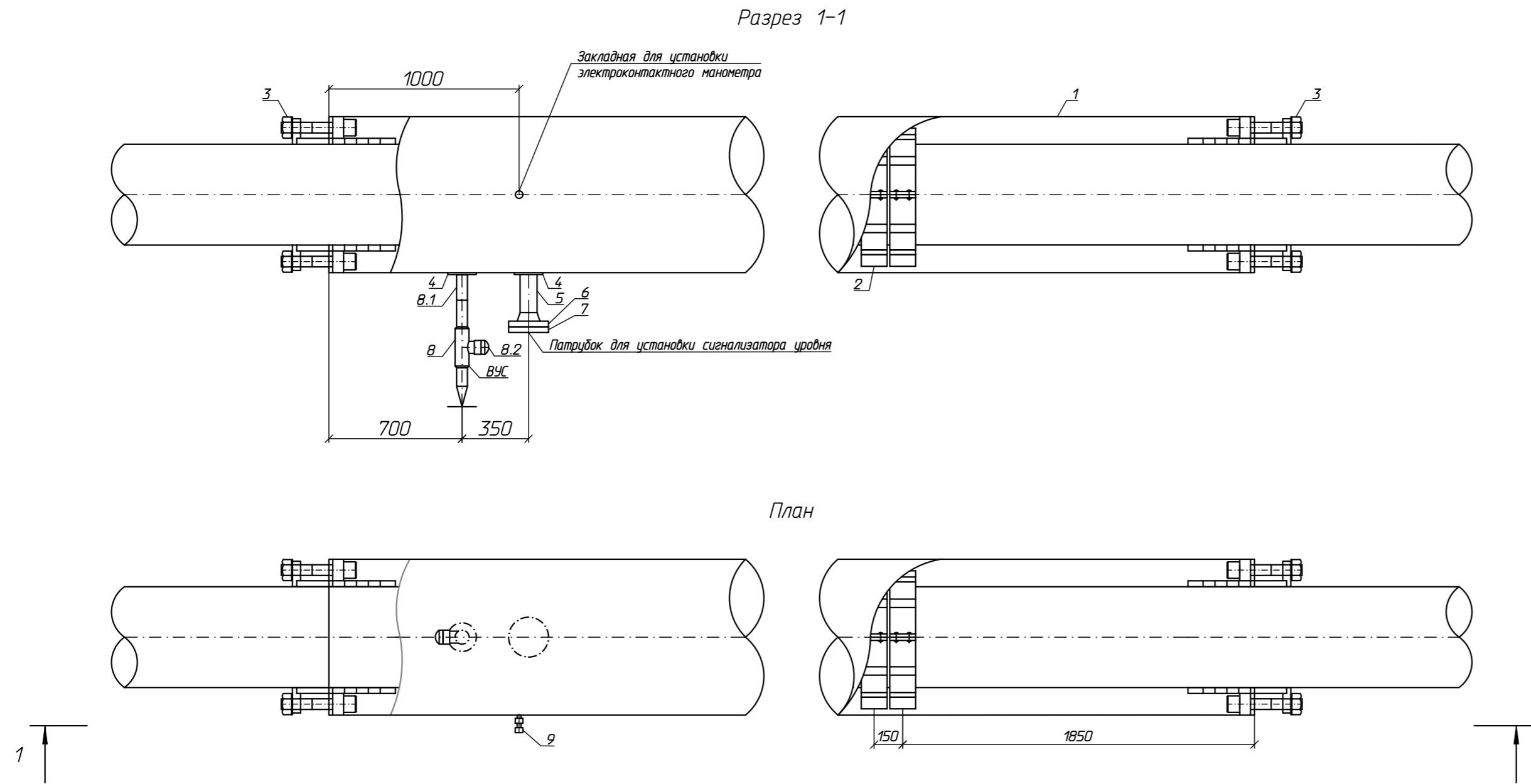
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Хлопин			10.23	П		1
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23			

Узел подключения ПК14+16.00.
 Нефтеборный коллектор куст №155 - т.вр. в НСК куст 56 - задв.№95. План. Разрезы 1-1, 2-2

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

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

Конструкция надземного защитного кожуха Ду500



- Наружную кромку на защитном кожухе притупить;
- Патрубок для установки сигнализатора уровня и электроконтактный манометр устанавливаются на низком участке кожуха;
- Расстояние между закладной конструкцией электроконтактного манометра и патрубком для установки сигнализатора уровня не менее 200 мм;
- Проектируемую часть защитного кожуха необходимо покрыть грунт-эмалью эпоксидной в 1 слой с расходом 0,55 кг/м², эмалью полиуретановой в 1 слой с расходом 0,225 кг/м² и грунт-эмалью быстросохнущей в 1 слой с расходом 0,22 кг/м²;
- * - уточнить по месту.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба стальная электросварная прямошовная	35	128,3	м
2		Кольцо диэлектрическое полиуретановое 315	20		
3		Устройство сальникового уплотнения трубы $\phi 114$ в трубе $\phi 530$	2	-	комплект
4		Накладка $\phi 220 \times 10$	2	0,79	
5		Труба из стали $\phi 219 \times 6$	0,2	31,5	
6		Фланец 114-40-11-1-F-IV	1	3,35	
7		Заглушка 5-100-40-6	1	3,7	
8		Вентиль угловой специальный ВУС	1	7,55	
8.1		Муфта 60 из стали	1	1,8	
8.2		Заглушка П 76x6	1	0,5	
9		добышка прямая длиной 40 мм с внутренней резьбой М20x1,5 БП01-40-М20x1,5, ст. 09Г2С Р _ц =6,3 МПа Пробка П-М20x1,5-09Г2С.	1		

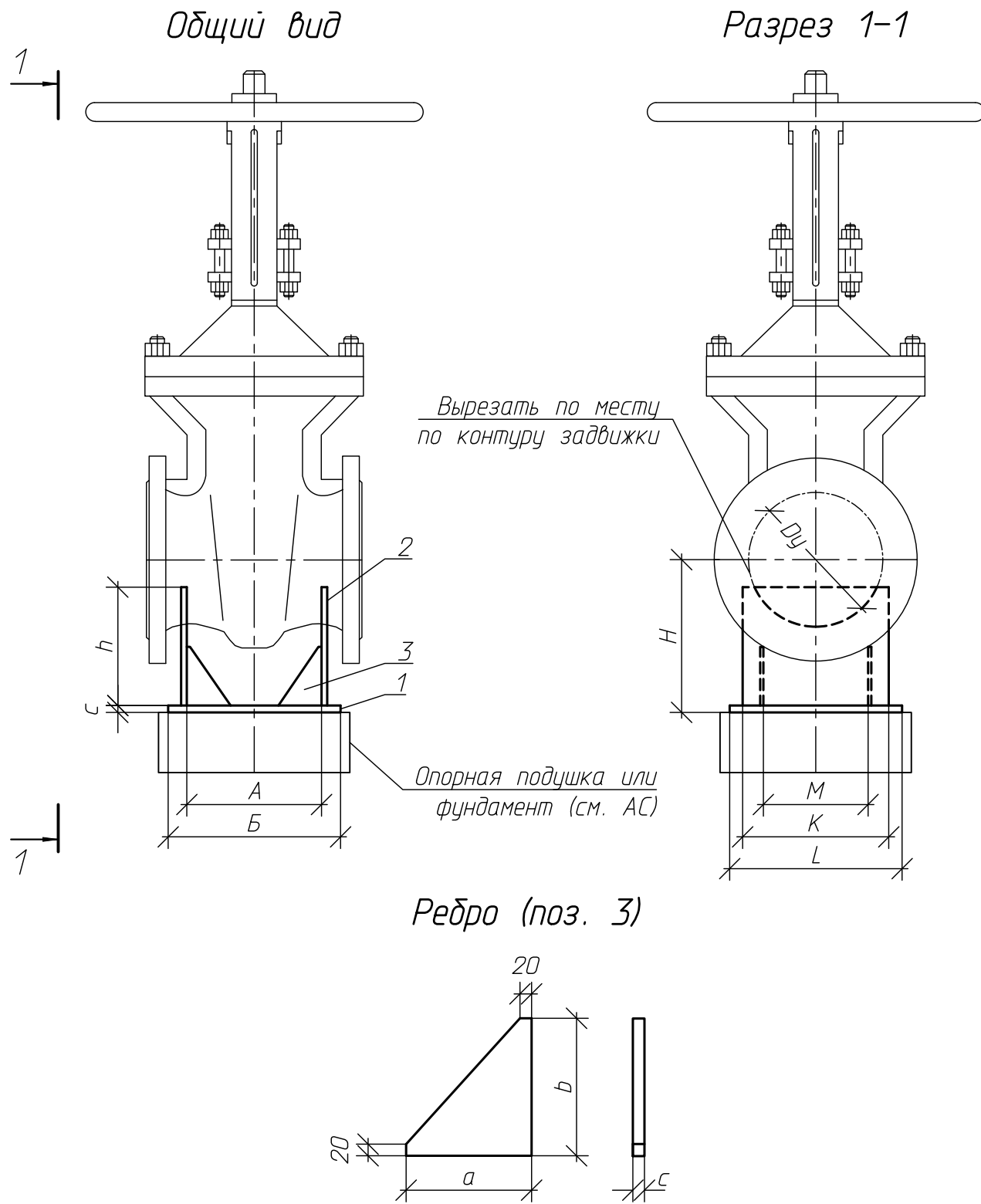
Параметры защитных кожухов

Название дороги (коммуникации)	Параметры проектируемого кожуха			
	L, м	Границы кожуха	Кол. колец спейсеров, шт.	Тип покрытия
"Нефтедоборный коллектор куст №155 - т.вр. в НСК куст 56 - задв.№95"				
р. Лек-Харьяха	35	ПК6+71,6-ПК7+6,6	20	Изоляционное покрытие

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС 7.2.Г8					
"Обустройство куста № 155 Харьягинского месторождения"					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.	Хлопин				03.23
Проверил	Новоселова				03.23
Н. контр.	Салдаева				03.23
				Стадия	Лист
				П	1
				Конструкция надземного защитного кожуха Ду500. План. Разрез 1-1.	
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

Опора под клиновую задвижку

Спецификация



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

Конструктивные размеры

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

- Конструкция опоры - сварная, катет шва 8 мм;
- Материал для изготовления опоры под задвижку - сталь;
- 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 акрилатуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м²;
- Площадь окрашиваемой поверхности одной опоры под задвижку Ду80 - 0,32 м², Ду100 - 0,37 м², Ду150 - 0,50 м².

						09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.Г9					
						"Обустройство куста № 155 Харьягинского месторождения"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата				Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Хлопин			03.23				П		1
Проверил		Новоселова			03.23						
Н. контр.		Салдаева			03.23				Опора под клиновую задвижку. Общий вид. Разрез 1-1		
						ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"					

Согласовано

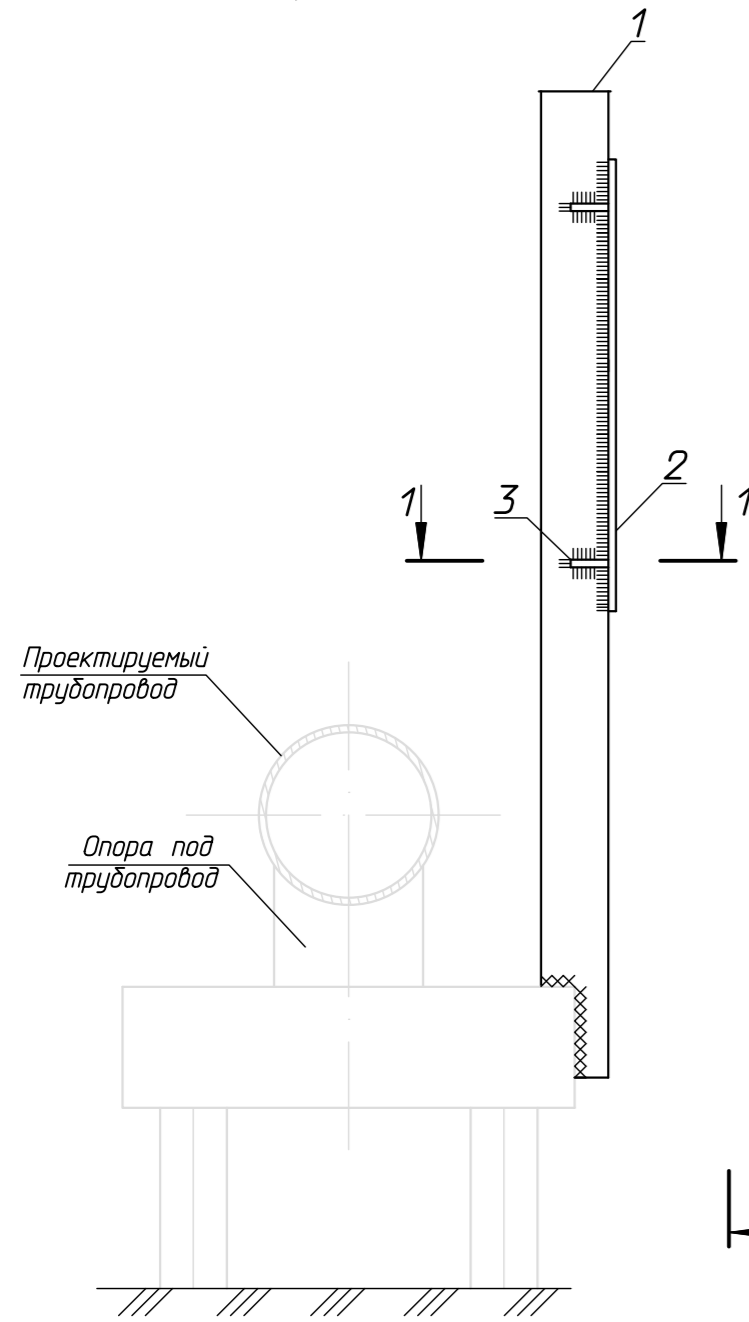
Взам. инв. №

Подпись и дата

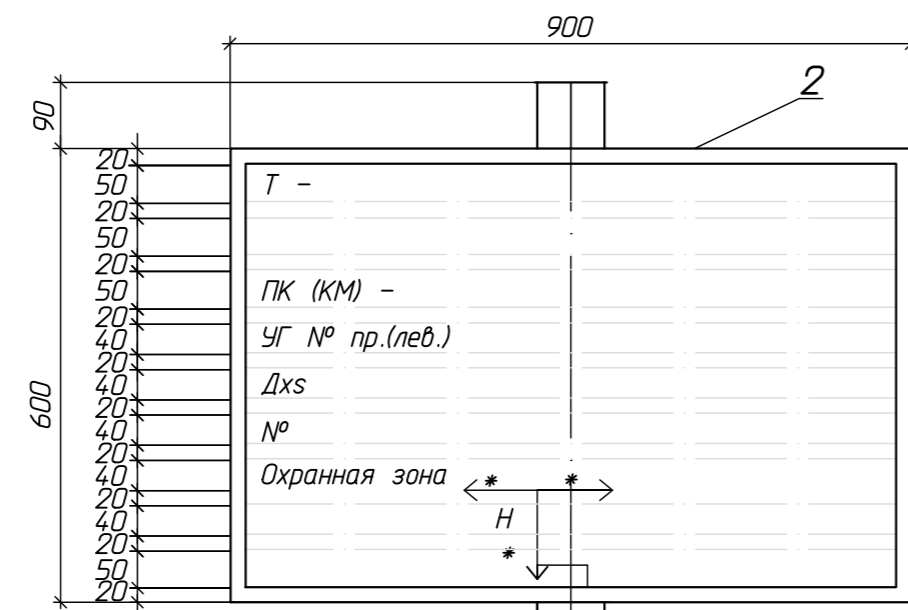
Инв. № подл

Опознавательный знак на надземном трубопроводе

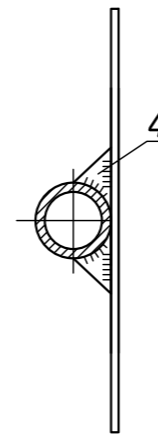
Общий вид



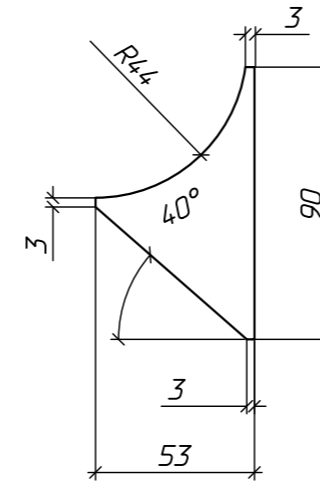
Вид А



Разрез 1-1



Поз. 3



Проектируемый трубопровод

Строительная конструкция опоры под трубопровод

А

Спецификация

Марка, поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед. кг	Примечание
1		Заглушка $\phi 90$	1	0.13	
2		Пластина 900x600	1	8.47	
3		Пластина 90x53	4	0.1	
4		Труба стальная электросварная прямошовная	1.3	8.38	м. труба II сорта
Материалы					
		Грунтовка полиуретановая	1.8		кг
		Эмаль полиуретановая	0.7		кг
		Эмаль акрилуретановая	0.7		кг

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

Условные обозначения

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

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

- Опознавательный знак устанавливается с правой стороны по ходу движения нефти параллельно к трубопроводу;
- Опознавательные знаки устанавливаются на расстоянии не более 500 м друг от друга. Помимо этого, знаки устанавливаются на углах поворота в горизонтальной плоскости, на переходах трубопроводов через водную преграду. Для установки использовать ближайшую опору трубопровода;
- Окраску надземной части знаков покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м² (площадь окраски 1,9 м²). Изображение наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного UF-принтера. Поясняющие надписи выполнить в соответствии с типовым альбомом цветовых решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Коми";
- Трубу (поз.4) 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. Сверху на трубу приварить заглушку. (Площадь окраски конструкции 0,4 м²);

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС 7.2.Г10					
"Обустройство куста № 155 Харьягинского месторождения"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Хлопин			03.23
Проверил		Новоселова			03.23
Н. контр.		Салдаева			03.23
				Стадия	Лист
				П	1
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

Содержание

1	Общие данные по расчету	2
2	Расчет системы нефтесбора.....	5
3	Расчет безопасного времени остановки трубопровода	11
4	Расчет толщины стенки проектируемых трубопроводов	12

Согласовано					

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

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.ТГР1

Гидравлический расчет системы нефтесбора	Стадия	Лист	Листов
	П	1	14
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»			

1 Общие данные по расчету

В настоящем документе представлен гидравлический расчет системы нефтесбора Харьягинского нефтяного месторождения (ДНС-2).

Исходные данные для расчета приняты согласно:

заданию на проектирование объекта «Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения»;

Исходным данным и техническим условиям на разработку проектной документации «Обустройство куста №155 Харьягинского месторождения»;

Настоящий гидравлический расчет выполнен в программе «Гидросистема», с учетом втулок внутренней защиты швов.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 1,2, физико-химический свойства перекачиваемого продукта в таблице 3-5, исходные данные по объемам перекачиваемого продукта представлены в приложении 1

Для подбора толщины стенки также был произведен расчёт трубопровода на прочность и устойчивость. Результаты расчета представлены в таблице 9.

Таблица 1 – Исходные данные

№ п/п	Параметр	Значение
1	Способ прокладки трубопроводов	надземный
2	Теплоизоляция	ППУ
3	Максимальное рабочее давление трубопровода, МПа	4,0
4	Давление на входе ДНС-2	0,4
5	Эквивалентная шероховатость, мм	0,02
6	Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-48
7	Скорость ветра, м/с	4,2

* Эквивалентный внутренний диаметр проектируемых трубопроводов взят с учётом втулок внутренней защиты сварного стыка.

Таблица 2 – Высотные отметки проектируемой трассы

Высотная отметка	Протяженность участка, м
79,62	0
80,16	16
80,11	8
78,51	14
79,23	40
80,00	20
78,50	22
77,13	39

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.ТГР1

Лист
2

Продолжение таблицы 2

78,35	32
78,18	79
78,26	81
77,90	40
77,83	20
77,72	19
77,37	57
77,98	25
76,95	34
77,10	101
76,51	25
76,50	48
77,18	21
77,82	35
78,09	20
77,75	40
78,14	19
78,42	15

Таблица 3 – Физико-химические свойства дегазированной нефти (поверхностные пробы) для схемы нефтесбора Харьгинского нефтяного месторождения.

Наименование параметра	Количество		Диапазон изменения	Среднее значение
	исследованных			
	скважин	проб		
Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³	2	2	0,8249- 0,8461	0,8355
Вязкость, мПа·с				
при 20 ⁰ С	1	1		24,0
при 50 ⁰ С	2	2	6,1-11,0	8,55
Температура застывания, °С				
Массовое содержание, %				
серы	2	2	0,09-0,32	0,2
смола силикагелевых	2	2	4,0-4,6	4,3
асфальтенов	2	2	0,1-0,4	0,25
парафинов	2	2	13,4-18,3	15,85
Температура плавления парафина, °С	2	2	58,5-61,0	59,5
Температура начала кипения, °С	2	2	79-125	102
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 100 ⁰ С				
до 150 ⁰ С	1	1		3,0
до 200 ⁰ С	2	2	11,0-22,0	16,5
до 250 ⁰ С	1	1		22,0
до 300 ⁰ С	2	2	34-50,0	42,0

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.ТГР1

Таблица 4 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти для схемы нефтесбора Харьягинского нефтяного месторождения.

Наименование параметра	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях	при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях	пластовая нефть
	выделившийся газ	выделившийся газ	
Молярная концентрация компонентов, %			
- сероводород	отс	отс	отс
- двуокись углерода	0,98	0,47	0,42
- азот+редкие	2,731	2,15	0,77
в т.ч. гелий	0,035	0,03	-
- метан	58,5	59,85	9,41
- этан	16,4	18,33	5,02
- пропан	11,02	11,21	5,01
- изобутан	0,96	0,79	3,39
- норм, бутан	4,62	3,93	
- изопентан	0,97	0,76	2,29
- норм. пентан	2,04	1,36	
- гексаны	1,76	1,12	1,59
- остаток C ₉₊	-	-	
Молекулярная масса	27,35	-	77,7
Плотность			
- газа, кг/м ³	1,155	1,100	-

Таблица 5 – Химический состав и физические свойства пластовых вод для схемы нефтесбора Харьягинского нефтяного месторождения

Геологический возраст	Пластовая температура, °С	Газосодержание, м ³ /м ³	Плотность воды г/см ³	Общая минерализация, г/л	Основной компонентный состав, мг/л					
					Na ⁺ + K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄ ⁻	H ₂ S
D2	91,0	2,4	1,101	192	38833	12840	997,10	85030,00	113,70	0,5

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

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

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.ТГР1

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

2 Расчет системы нефтесбора

Таблица 6 – Результаты расчета системы нефтесбора ДНС-2 Харьягинского нефтяного месторождения (КЦДНГ-5)

Наименование участка	Протяженность участка, м	Диаметр и толщина стенки, мм	Толщина теплоизоляции, мм	Объем жидкости, м ³ /сут	Скорость, м/с	Начальное давление, МПа	Конечное давление, МПа	Потери давления, МПа	Удельные потери давления, МПа/км	Начальная температура, °С	Конечная температура, °С	Режим течения	Примечание
скв.91р - УЗ-1	110	89х6	100	73,0	0,25	1,236404	1,234750	0,001654	0,01504	8,0	7,5	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
ЗУ-56 - УЗ-1	411	114х6	100	249,0	0,43	1,245370	1,234750	0,010620	0,02584	7,8	7,5	Прерывистый (пробковый)	существующий
УЗ-1 - УЗ-2	1093	159х6	100	322,0	0,28	1,234750	1,226007	0,008743	0,00800	7,5	9,6	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
ЗУ-59 - УЗ-4	1050	159х6	100	280,0	0,24	1,367118	1,362848	0,004270	0,00407	5,6	9,4	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
ЗУ-4026 - УЗ-4	1215	159х8	100	314,8	0,39	1,379567	1,362848	0,016719	0,01376	15,3	9,4	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
УЗ-4 - УЗ-3	1350	159х6	100	594,8	0,64	1,362848	1,308895	0,053953	0,03997	9,4	10,7	Прерывистый (пробковый)	существующий
ЗУ-58 - УЗ-3	200	159х6	100	428,0	0,49	1,313302	1,308895	0,004407	0,02204	13,6	10,7	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
УЗ-3 - УЗ-2	670	159х6	100	1022,8	1,16	1,308895	1,226007	0,082888	0,12371	10,7	9,6	Прерывистый (пробковый)	существующий
УЗ-2 - УЗ-5	2565	273х8	100	1344,8	0,48	1,226007	1,210545	0,015462	0,00603	9,6	8,8	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
ЗУ-50 - УЗ-7	1638	114х6	100	155,0	0,15	1,260586	1,256877	0,003709	0,00226	20,5	12,5	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
ЗУ-62 - УЗ-7	150	159х6	100	163,0	0,15	1,257217	1,256877	0,000340	0,00227	7,7	12,5	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
УЗ-7 - УЗ-6	1670	159х6	100	318,0	0,29	1,256877	1,243979	0,012898	0,00772	12,5	9,1	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
ЗУ-63 - УЗ-6	50	159х6	100	291,0	0,22	1,245097	1,243979	0,001118	0,02236	7,0	9,1	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
УЗ-6 - УЗ-5	1046	159х6	100	609,0	0,51	1,243979	1,210545	0,033434	0,03196	9,1	8,8	Прерывистый (пробковый)	существующий
УЗ-5 - УЗ-8	1480	273х8	100	1953,8	0,65	1,210545	1,173964	0,036581	0,02472	8,8	8,5	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий

09-07-2НИИПИ/2022-1-ИОС7.2.ТГР1

Изм.	Колучь	Лист	№ док	Подп.	Дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата

09-07-2НИИПИ/2022-1-ИОС7.2.ТГР1

Наименование участка	Протяженность участка, м	Диаметр и толщина стенки, мм	Толщина теплоизоляции, мм	Объем жидкости, м ³ /сут	Скорость, м/с	Начальное давление, МПа	Конечное давление, МПа	Потери давления, МПа	Удельные потери давления, МПа/км	Начальная температура, °С	Конечная температура, °С	Режим течения	Примечание
ЗУ-69 - УЗ-8	155	159x6	100	229,0	0,20	1,175086	1,173964	0,001122	0,00724	8,5	8,5	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
УЗ-8 - УЗ-9	170	273x8	100	2182,8	0,72	1,173964	1,168772	0,005192	0,03054	8,5	9,1	Прерывистый (пробковый)	существующий
ЗУ-65 - УЗ-12	1230	114x6	100	303,0	0,57	1,463611	1,393426	0,070185	0,05706	13,4	11,6	Прерывистый (пробковый)	существующий
скв.69р - УЗ-12	155	159x6	100	33,0	0,02	1,393438	1,393426	0,000012	0,00008	5,0	11,6	Расслоенный	существующий
УЗ-12 - УЗ-11	1290	114x6	100	336,0	0,62	1,393426	1,300638	0,092788	0,07193	11,6	10,9	Прерывистый (пробковый)	существующий
УЗ-11 - УЗ-10	150	159x6	100	869,0	0,64	1,300638	1,301221	-0,000583	-0,00389	10,9	11,3	Прерывистый (пробковый)	существующий
ЗУ-68 - УЗ-10	50	159x6	100	533,0	0,98	1,309595	1,301221	0,008374	0,16748	11,7	11,3	Прерывистый (пробковый)	существующий
УЗ-10 - УЗ-9	1910	159x6	100	869,0	0,81	1,301221	1,168772	0,132449	0,06935	11,3	9,1	Прерывистый (пробковый)	существующий
УЗ-9 - УЗ-13	745	273x8	100	3051,8	0,99	1,168772	1,142642	0,026130	0,03507	9,1	9,0	Прерывистый (пробковый)	существующий
скв.65р - УЗ-13	700	114x6	100	27,0	0,09	1,150912	1,142642	0,008270	0,01181	4,0	9,0	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
УЗ-13 - УЗ-14	160	273x8	100	3078,8	1,01	1,142642	1,136877	0,005765	0,03603	9,0	15,4	Прерывистый (пробковый)	существующий
К-4086 - УЗ-14	1247	159x6	100	578,0	1,51	1,204908	1,136877	0,068031	0,05456	88,0	15,4	Прерывистый (пробковый)	ранее проектируемый
УЗ-14 - УЗ-15	1400	273x8	100	3656,8	1,48	1,136877	1,055691	0,081186	0,05799	15,4	14,3	Прерывистый (пробковый)	существующий
ЗУ-70 - УЗ-17	1341	114x6	100	112,0	0,23	1,101880	1,092711	0,009169	0,00684	7,6	5,6	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
ЗУ-71 - УЗ-17	90	159x6	100	249,0	0,34	1,093988	1,092711	0,001277	0,01419	5,7	5,6	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
УЗ-17 - УЗ-16	180	159x6	100	361,0	0,45	1,092711	1,089837	0,002874	0,01597	5,6	5,5	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
УЗ-16 - УЗ-15	2105	159x6	100	361,0	0,45	1,089837	1,055691	0,034146	0,01622	5,5	14,3	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
УЗ-15 - УЗ-18	2510	273x8	100	4017,8	1,98	1,055691	0,776066	0,279625	0,11140	14,3	14,7	Прерывистый (пробковый)	существующий

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Колучь	Лист	№ док	Подп.	Дата

09-07-2НИИПИ/2022-1-ИОС7.2.ТГР1

Наименование участка	Протяженность участка, м	Диаметр и толщина стенки, мм	Толщина теплоизоляции, мм	Объем жидкости, м ³ /сут	Скорость, м/с	Начальное давление, МПа	Конечное давление, МПа	Потери давления, МПа	Удельные потери давления, МПа/км	Начальная температура, °С	Конечная температура, °С	Режим течения	Примечание
К-79р - УЗ-18	1342	89х6	100	109,0	1,92	1,029304	0,776066	0,253238	0,18870	13,8	14,7	Прерывистый (пробковый)	существующий
ЗУ-90 - УЗ-18	758	159х6	100	112,0	0,09	0,777111	0,776066	0,001044	0,00138	7,0	14,7	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
скв.14ОЦ-К-155	22	89х6	100	26,1	0,39	0,863030	0,862892	0,000138	0,00627	36,4	70,0	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	проектируемый
скв.5211-К-155	37	89х6	100	35,7	0,53	0,863361	0,862892	0,000469	0,01268	36,4	70,0	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	проектируемый
скв.5212-К-155	67	89х6	100	36,0	0,54	0,863782	0,862892	0,000890	0,01328	36,4	70,0	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	проектируемый
скв.5213-К-155	83	89х6	100	17,7	0,27	0,863192	0,862892	0,000300	0,00361	36,4	70,0	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	проектируемый
скв.5215-К-155	99	89х6	100	14,8	0,22	0,863191	0,862892	0,000298	0,00301	36,4	70,0	Расслоенный	проектируемый
скв.5216-К-155	115	89х6	100	34,7	0,51	0,864192	0,862892	0,001300	0,01130	36,4	70,0	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	проектируемый
К-155-УЗ-18 (рекомендация)	1423	114х6	100	165,0	1,70	0,862892	0,776066	0,086826	0,06102	70,0	63,0	Прерывистый (пробковый)	проектируемый
К-155-УЗ-18	1423	89х6	100	165,0	2,98	1,081241	0,7760781	0,305163	0,21445	70,0	63,8	Прерывистый (пробковый)	проектируемый
УЗ-18 - УЗ-19	300	273х8	100	4403,8	2,54	0,776066	0,725314	0,050753	0,16918	14,7	14,5	Прерывистый (пробковый)	существующий
ЗУ-86 - УЗ-20	517	114х6	100	130,0	0,35	0,769225	0,762083	0,007143	0,01382	13,5	11,3	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
скв.54р - УЗ-20	90	114х6	100	48,0	0,41	0,763440	0,762083	0,001357	0,01508	4,0	11,3	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
УЗ-20 - УЗ-19	770	114х6	100	178,0	0,81	0,762083	0,725314	0,036769	0,04775	11,3	14,5	Прерывистый (пробковый)	существующий
УЗ-19 - УЗ-21	160	273х8	100	4581,8	2,67	0,725314	0,694362	0,030952	0,19345	14,5	14,5	Прерывистый (пробковый)	существующий
УЗ-21 - УЗ-22	1080	325х8	100	4581,8	1,91	0,694362	0,610157	0,084205	0,07797	14,5	13,9	Прерывистый (пробковый)	существующий
ЗУ-43а - УЗ-22	900	159х6	100	224,0	0,33	0,616801	0,610157	0,006645	0,00738	7,3	13,9	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
УЗ-22 - УЗ-23	334	325х8	100	4805,8	2,24	0,610157	0,588878	0,021279	0,06371	13,9	14,1	Прерывистый (пробковый)	существующий

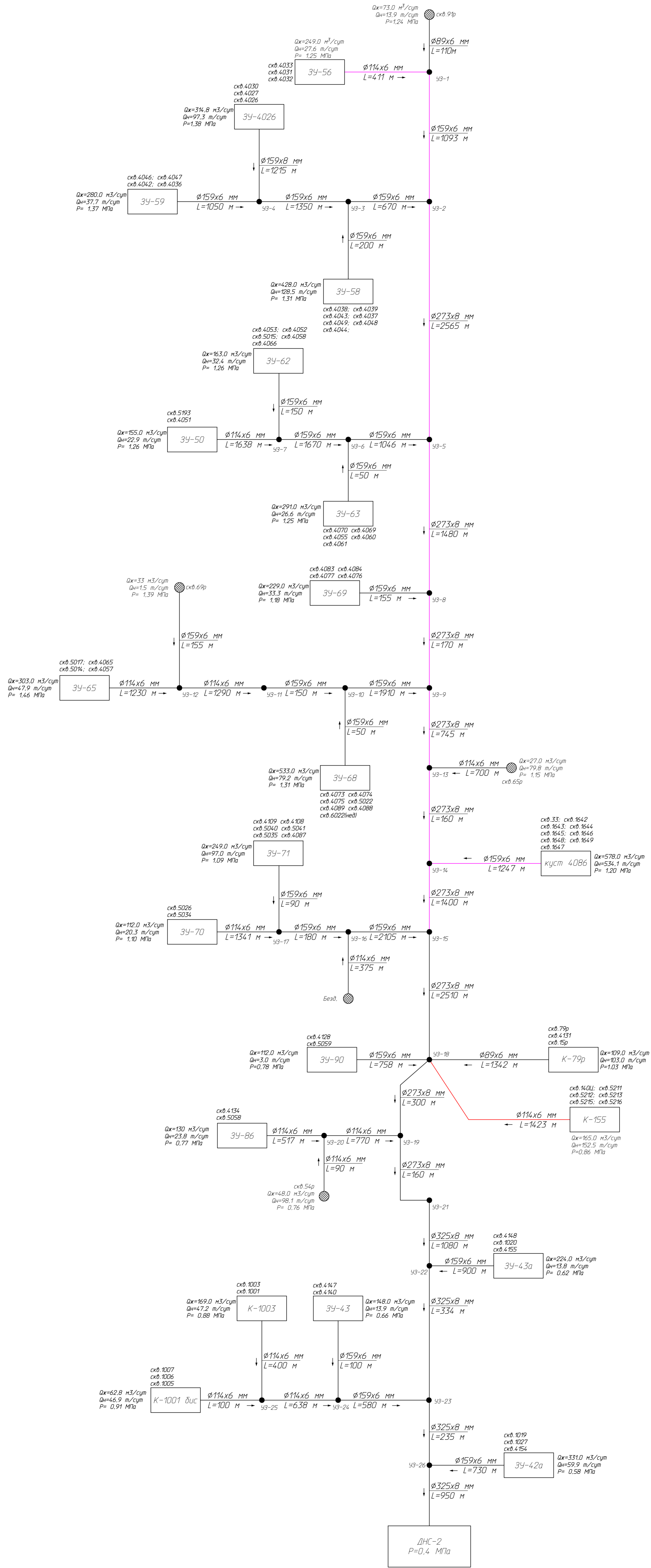
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Колучь	Лист	№ док	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.ТГР1

Наименование участка	Протяженность участка, м	Диаметр и толщина стенки, мм	Толщина теплоизоляции, мм	Объем жидкости, м ³ /сут	Скорость, м/с	Начальное давление, МПа	Конечное давление, МПа	Потери давления, МПа	Удельные потери давления, МПа/км	Начальная температура, °С	Конечная температура, °С	Режим течения	Примечание
К-1001 бис - УЗ-25	100	114х6	100	63,0	2,34	0,913014	0,862030	0,050984	0,50984	12,9	31,5	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
К-1003 - УЗ-25	400	114х6	100	169,0	0,99	0,884113	0,862030	0,022083	0,05521	38,0	31,5	Прерывистый (пробковый)	существующий
УЗ-25 - УЗ-24	638	114х6	100	232,0	4,66	0,862030	0,643377	0,218654	0,34272	31,5	17,8	Прерывистый (пробковый)	существующий
ЗУ-43 - УЗ-24	100	159х6	100	148,0	0,34	0,657087	0,643377	0,013710	0,13710	3,0	17,8	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
УЗ-24 - УЗ-23	580	159х6	100	380,0	2,51	0,643377	0,588878	0,054499	0,09396	17,8	14,1	Прерывистый (пробковый)	существующий
УЗ-23 - УЗ-26	235	325х8	100	5185,8	2,93	0,588878	0,559025	0,029853	0,12703	14,1	13,5	Прерывистый (пробковый)	существующий
ЗУ-42а - УЗ-26	730	159х6	100	331,0	0,83	0,577444	0,559025	0,018419	0,02523	6,1	13,5	Переходный (от расслоенного к прерывистому)	существующий
УЗ-26 - ДНС-2	950	325х8	100	5516,8	2,93	0,559025	0,399999	0,159026	0,16740	13,5	13,5	Прерывистый (пробковый)	существующий

Вывод: По результатам расчёта выявлено, что при применении трубы $\varnothing 89 \times 6$ на участке К-155-УЗ-18 - удельные потери давления на проектируемом участке превышают 0,12 МПа/км, удельные потери составляют – 0,21 МПа/км. Рекомендуемый диаметр для проектируемого участка К-155-УЗ-18 – $\varnothing 114 \times 6$ мм. Выкидные линии 155 куста - $\varnothing 89 \times 6$. Расчёт произведен с учетом установки печи на кусте с подогревом нефти до 70 °С. Расчетная схема системы нефтесбора ДНС-2 Харьягинского нефтяного месторождения (КЦДНГ-5) представлена на рисунке 1.



Условные обозначения

- - проектируемые нефтегазопроводы (реконструкция)
- - ранее запроектированные нефтегазопроводы
- - существующие нефтегазопроводы
- - направление потока

Рисунок-1 - Схема системы нефтесбора ДНС-2 Харьягинского нефтяного месторождения (КЦДНГ-5)

Таблица 7 – Рекомендуемые диаметры проектируемых трубопроводов

Наименование участка	Протяженность участка, м	Рекомендуемые диаметр и толщина стенки, мм
НСК		
К.155 – УЗ-18	1423	114х6
Выкидные линии		
скв.14ОЦ – К-155	22	89х6
скв.5211 – К-155	37	89х6
скв.5212 – К-155	67	89х6
скв.5213 – К-155	83	89х6
скв.5215 – К-155	99	89х6
скв.5216 – К-155	115	89х6

Инв. № подл.						Взам. инв. №	
							Подп. и дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.ТГР1	

3 Расчет безопасного времени остановки трубопровода

Произведен расчет потерь тепла в остановленном трубопроводе. Методика позволяет определять потери тепла по сечению трубопровода в определенной точке трубопровода исходя из известной начальной температуры, т.е не учитывает длину трубопровода.

Расчет был произведен при условии подогрева нефти на кусте до 70°C. Толщина изоляции принята 100 мм. Температура застывания была выбрана по самому наихудшему варианту.

$d_1 := 0,102$	- внутренний диаметр трубопровода, м
$d_2 := 0,314$	- наружный диаметр трубопровода с учетом теплоизоляции, м
$\lambda := 0,02407$	- коэффициент теплопроводности материала трубы (теплоизоляции), ккал/м*ч*град
$v := 4,2$	- скорость ветра, м/с
$\rho := 835,5$	- плотность продукта, кг/м ³
$C := 0,5613$	- удельная теплоемкость жидкости, ккал/кг*град
$t_n := 70$	- температура в начале остывания, град;
$t_k := 28,6$	- температура застывания продукта, град;
$t_v := -48$	- температура окружающего воздуха, град;
<hr/>	
$t_{ост} = 12,4624$	- максимальное время остановки трубы, ч

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.ТГР1					Лист 11

4 Расчет толщины стенки проектируемых трубопроводов

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

Для промысловых нефтегазопроводов (за границами технологических площадок) нормативный документ для расчета СП 284.1325800.2016. Результаты расчета промысловых нефтегазопроводов представлены в таблице 8.

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

Согласно типовых ТУ материала трубопровода произведен из расчета срока службы не менее 20 лет для металлических труб. Сероводород отсутствует.

Таблица 8 – Результаты расчета на прочность промысловых нефтегазопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Давление, МПа	Коэффициент условной работы трубопровода, $Ус$	Коэффициент надежности по материалу, $Ум$	Коэффициент надежности по назначению трубопровода, $Уп$	Коэффициент надежности по нагрузке, $Ут$	Коэффициент несущей способности труб, $П$	Расчетное сопротивление материала труб (соединительных деталей), R , МПа	Расчетная толщина стенки, мм	Прибавка на коррозию, c_2 , мм	Толщина стенки с учетом прибавки на коррозию, мм	Отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчётный срок службы трубопровода, лет
114	4,0	0,75	1,47	1,00	1,2	1	247,45	1,09	2,00	3,09	2,0	6,0	40

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.ТГР1	Лист 12
Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Приложение 1

Исходные данные для выполнения гидравлического расчета системы нефтесбора объекта
"Обустройство и строительство линейных коммуникаций куста № 155 Харьгинского месторождения"

Ветка	Куст	Скважины	Пласт	Q по жидкости, м3/сут	Q по нефти, т/сут	Обводненность, %	Газовый фактор м3/т	Температура
	Куст 42а	4154	P2 3	117	9,8	90,0	48	3
		1027	Афонинский	35	28,7	1,2	0	8
		1019	Старобокловский	179	21,4	85,6	189	8
	куст 43а	4148	P2 4, P2 3	121	5,6	94,4	48	6
		1020	Харьгинский	50	4,7	88,7	218	11
		4155	P2 3	53	3,5	92,2	48	7
	Куст 43	4147	P2 3	65	1,4	97,4	0	3
		4140	P2 3	83	12,5	82,0	48	3
	Куст 1003	1003	D2ст, D3dзr	2	0,2	88,2	0	
		1001	Старобокловский	169	47,0	67,4	83	38
	Куст 1001 бис	1007	Афонинский	40	27,9	15,5	378	15
		1006	Плаш	9	7,4	2,7	83	8
		1005	Плаш	14	11,6	2,7	83	7
	Куст 86	4134	P2 4, P2 3	66	13,5	75,7	37	9
		5058	P2 5	64	10,3	80,8	41	18
			P2 3, P2 4, P2 5	26	0,9	96,0	0	5
	куст 90		P2 3	48	98,1	0,8	47	4
		4128	#Н/Д	0	0,0	0,0	0	
		5060	P2 5, P2 4	112	3,0	96,8	39	7
	куст 79р	79р	P2 5, P2 3	28	45,6	12,7	44	17
		15р	Старобокловский	79	55,7	29,7	83	13
	Куст 155	4131	P2 5	2	1,8	1,4	44	9
		140II	P2-V	26,1	24,1	7,62	49,6	36,4
		5211	P2-V	35,7	32,8	8,15	49,6	36,4
		5212	P2-V	36,0	33,4	7,14	49,6	36,4
		5213	P2-V	17,7	16,6	6,44	49,6	36,4
		5215	P2-V	14,8	13,9	5,88	49,6	36,4
		5216	P2-V	34,7	31,6	8,82	49,6	36,4
	Куст 155 расч	1607	D3dзr					
		1606	D3dзr					
		1602	D3dзr					
		1601	D3dзr					
		1604	D3dзr					
		1603	D3dзr					
		77	P2 5, P2 4, P2 3	25	0,9	96,0	0	
	куст 71	4087	P2 5	48	3,9	90,5	43	4
		5035	P2 5, P2 6-7	54	15,1	66,6	37	4
		5036						
		5041	P2 5, T1-1	25	10,5	49,2	33	1
		5040	P2 5	15	6,8	44,6	31	1
	куст 70	4108	P2 5, P2 3	19	4,7	71,1	41	2
		4109	P2 5, P2 3	88	56,0	24,0	31	13
		5026	P2 5	14	11,1	4,4	31	1
		5034	P2 5	98	9,2	88,7	31	8
		65	P2 3, P2 4, P2 5	27	79,8	4,6	28	4
	-4086	33	D2ст	95	87,7	7,93	34	88
		1645	D2ст	38	35,9	6,38	34	88
		1642	D2ст	10	9,1	8,60	34	88
		1643	D2ст	112	102,1	8,70	34	88
		1647	D2ст	86	78,7	7,96	34	88
		1648	D2ст	114	106,2	6,85	34	88
		1649	D2ст	48	44,8	6,12	34	88
		1644	D2ст	20	18,4	7,85	34	88
		1646	D2ст	55	51,1	7,75	34	88
		65P						
	Куст 69	4083	P2 3	70	7,6	87,1	32	7
		4084	P2 3	63	19,6	62,7	32	14
		4077	P2 3	39	4,7	85,5	32	6
		4076	P2 3, P2 4, P2 5	57	1,4	97,1	0	7
	Куст 6096	6096						
		6097						
	Куст 68	4073	P2 3	23	5,0	74,3	32	10
		4074	P2 5, P2 3	99	31,3	62,3	38	7
		4075	T1-1, P2 3	61	15,4	70,0	29	2
		5022	P2 5, P2 3	88	3,4	95,4	0	17
		4089	P2 4, P2 3	106	13,9	84,3	30	3
		4088	P2 3, P2 4, P2 5	156	10,2	92,2	37	20
	Куст 65	6022						
		5017	P2 3	69	8,3	85,5	32	8
		4065	P2 5, P2 3	140	32,4	72,3	35	10
		5014	P2 3	49	2,1	94,9	50	9
		4057	P2 3, P2 4, P2 5	45	5,1	86,5	47	36
		69	P2 10, P2 3, P2 4, P2 5	33	1,5	94,5	34	5
		4070	T1-1, P2 3	81	5,0	92,7	28	3
	Куст 63	4069	T1-1, P2 3	92	9,1	88,2	0	14
		4055					0	
		4060	T1-1, P2 3, P2 4	78	2,2	96,6	35	5
		4061	P2 3	40	10,3	69,2	32	3
		4053	P2 3, P2 4, P2 5	47	11,0	72,0	40	14
		4052	P2 3	91	4,9	93,6	32	5
	Куст 62	5015	P2 10, P2 3, P2 4	4	2,5	24,5	45	3
		4058	P2 5, P2 3	11	9,2	0,5	0	3
		4066	P2 3, P2 4, P2 5	10	4,8	40,3	49	10
		6р						
	Куст 41	4139	#Н/Д	0	0,0	0,0	0	
		5193	P2 3	124	7,0	93,3	32	23
	Куст 50	4051	P2 2, P2 3	31	15,9	38,0	37	5
		4038	P2 2, P2 3	45	9,6	74,6	32	8
	Куст 58	4044	P2 3	70	10,0	83,0	32	5
		4039	P2 3	97	12,1	85,2	32	15
		4043	P2 3	172	79,2	45,0	32	22
		4037	P2 5, P2 3	22	10,7	42,0	38	4
		4049						
		4048	P2 3	22	6,8	63,6	32	3

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.ТГР1

	4030	P2.3	9	3,0	60,8	32	3
куст 4026	4027	P2.3	177	74,9	49,6	50	19
	4026	P2.3	128	19,5	81,9	50	12
	4036	P2.3	67	10,7	81,0	32	3
Куст 59	4042	P2.3	58	1,7	96,5	0	
	4047	P2.3	64	20,9	60,8	38	5
	4046	P2.2, P2.3	91	4,5	94,1	32	6
Куст 56	4032	P2.3	63	8,0	84,8	32	7
	4031	P2.3	96	14,0	82,6	32	3
	4033	P2.3	90	5,7	92,5	32	13
	91p	P2.3	73	13,9	77,2	32	8

Начальник ОРНиГМ

Сахаров М.А.

01.02.2023



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

09-07-2НИПИ/2022-1-ИОС7.2.ТГР1

Лист

14