



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

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

**«ОБУСТРОЙСТВО ЛЕККЕРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
ОБУСТРОЙСТВО КУСТА №13 БИС»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 7. Часть 3 «Технологические решения по нефтегазопроводам»

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3

Том 5.7.3

Заместитель Генерального директора –
Главный инженер

Главный инженер проекта

М.А. Желтушко

Д.С. Уваров

2022

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

Содержание

1	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	3
1.1	Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта.....	5
1.2	Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта.....	7
1.3	Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта.....	8
2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта.....	10
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	11
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта ..	12
5	Сведения о категории и классе линейного объекта	14
5.1	Сведения по нефтегазопроводам	14
5.2	Сведения по высоконапорным водоводам.....	15
6	Сведения о проектной мощности линейного объекта	16
7	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта	17
7.1	Общие решения по трубопроводам.....	17
7.1.1	Решения по нефтегазопроводам.....	17
7.1.2	Решения по высоконапорным водоводам	19
7.2	Общие сведения.....	20
7.3	Результаты расчётов.....	22
7.3.1	Результат расчёта промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость	22
7.3.2	Результат расчёта устойчивости участков проектируемых трубопроводов против всплытия.....	23

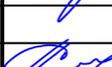
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Хлопин			05.22
Проверил		Новоселова			05.22
Н. контр.		Салдаева			05.22
ГИП		Худяев			05.22

Технологические решения по
нефтегазопроводам.
Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	38
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

8	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта.....	24
9	Перечень мероприятий по энергосбережению	26
10	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест.....	27
11	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта	28
12	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	32
13	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	33
14	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность	35
15	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях.....	36
	Библиография	37

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №				
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т			
						2				

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

Настоящая проектная документация разработана на основании задания на проектирование объекта «Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 бис», утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» И.В. Шарповым.

В настоящем томе предусматривается строительство нефтегазопровода и строительство высоконапорного водовода Леккерского 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, м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
				Класс	Категория по назначению	
Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.	Н	159х6	4435	III	II	4,0
Высоконапорный водовод от скв. №5В3 до куста скважин №13 бис	ВВ	89х6	372	III	II	21,0

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

1 этап:

- Автоподъезд к кусту скважин №13бис
- Нефтегазосборный трубопровод «Нефтесборный коллектор от к.№13бис до т.вр.к.№13бис» Ø159х6
- ВЛЗ-6 кВ (1 линия) от существующей ВЛ-6кВ Ф-4Л
- ВЛЗ-6 кВ (2 линия) от существующей ВЛ-6кВ Ф-17Л
- Обустройство скважины №2001 с технологическими сетями и оборудованием
- АГЗУ (блок технологический и блок аппаратурный)

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т	Лист
							3

- УДС
- Емкость дренажная подземная 5м3
- КТП 630/6/0,4 кВ
- Свеча рассеивания
- Площадка точки подключения линии глушения скважин
- Мачта связи с молниеотводом
- Мачта освещения
- Стоянка пожарной техники

2 этап

- Обустройство скважины №2002 с технологическими сетями и оборудованием
- УДС

3 этап

- Обустройство скважины №2003 с технологическими сетями и оборудованием
- УДС

4 этап

- Обустройство скважины №1004Н с технологическими сетями и оборудованием
- УДС

5 этап

- Обустройство скважины №1009Н с технологическими сетями и оборудованием
- УДС

6 этап

- Высоконапорный водовод «скв.№5ВЗ до скв.№№ 1004Н, 1009Н к.№13бис»
- Обустройство скважин №№ 1004Н и 1009Н под нагнетание

Местоположение объекта строительства РФ, Республика Коми, МО ГО «Усинск», Леккерское месторождение. Участок работ расположен в пределах Леккерского нефтяного месторождения, осваиваемого ООО «ЛУКОЙЛ Коми».

Ближайшие населённые пункты – д. Сынянырд, расположенная в 4,5 км к северо-востоку от исследуемой территории.

Леккерское месторождение расположено в Усинском районе Республики Коми Российской Федерации и относится к Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Районный и административно-хозяйственный центр – г. Усинск расположен в непосредственной близости с месторождением и имеет воздушное, водное и железнодорожное сообщение.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т

Лист
4

В непосредственной близости от Леккерского месторождения расположены Осваньюрское (18,5 километра к северо-западу), Мастерельское (12 километров к северо-востоку), Суборское (8 километров к юго-востоку), Усинское (29 километров к северо-западу) нефтяные месторождения.

Гидрогеологические условия территории строительства характеризуются наличием водоносного горизонта грунтовых вод, приуроченного к озерно-аллювиальным верхнечетвертичным-современным отложениям.

Водовмещающие грунты представлены, песками мелкими водонасыщенными.

Согласно химическим анализам по содержанию агрессивной углекислоты подземные воды неагрессивны к бетону с маркой по водонепроницаемости W4, W6, W8. На арматуру железобетонных конструкций вода неагрессивная при постоянном погружении и при периодическом смачивании.

Климат умеренно-континентальный, по своим параметрам он ближе к субарктическому. Зимой минимальная температура часто достигает -40°C , -50°C и ниже, летом же максимальная температура иногда достигает $+35^{\circ}\text{C}$, $+40^{\circ}\text{C}$. Минимальная температура воздуха в районе зафиксирована зимой с 1978 на 1979 год на Возее и достигла отметки -64°C , в это же время в самом городе температура составила -58°C .

Основная особенность климата - частые перепады и сильные скачки температур в течение одного дня, как летом так и зимой. В течение нескольких часов температура может измениться на 40 и более градусов. Снежный покров удерживается 230 дней в году, с середины октября до июня. С сентября до середины октября частые затяжные морозящие ледяные дожди. Наиболее теплый сезон, с середины июля до середины августа.

Для климатической характеристики района строительства использованы данные наблюдений ближайшей метеорологической станции Усть-Уса.

1.1 Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта

В тектоническом отношении район работ расположен в пределах Усинского вала Колвинского мегавала Печоро-Колвинского авлакогена.

В геологическом строении исследуемой территории принимают участие породы четвертичной системы, которые залегают на сильно расчлененной поверхности мезозойских образований. Четвертичные отложения представлены комплексом разнообразных по возрасту и генезису песчано-глинистых пород, среди которых выделяются породы верхнечетвертичного и современного отдела.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т	Лист
							5

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

Почвенно-растительный слой (ПРС) в отдельный ИГЭ не выделялся. Мощность грунта растительного слоя 0,2 м. Для учета объема земляных работ плотность грунта растительного слоя рекомендуется принять 1,45 г/см³. Группа грунта по трудности разработки – 9б.

В пределах рассматриваемого участка выделено 5 ИГЭ.

Четвертичная система Q

Техногенные отложения (tQIV)

Насыпной грунт представлен песком серо-коричневым мелким, средней степени водонасыщения, средней плотности, с включениями гравия до 15-25%, до глубины 0,9 м сезонномерзлый. Грунт слежавшийся, отсыпан сухим способом, уплотнен трамбованием, давность отсыпки – более 5 лет. Мощность 0,6-1,4 м.

Современные болотные отложения (b IV)

ИГЭ-1 - Торф темно-коричневый до бурого среднеразложившийся при оттаивание водонасыщенный. Слой встречен:

- по трассе « Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.»;

- по трассе « Высоконапорный водовод от скв. №5В3 до куста скважин №13 бис»;

Озерно-аллювиальные верхнечетвертичные-современные отложения (laQ III-IV)

ИГЭ-2 Супесь темно-серая пластичная песчанистая, с тонкими прослойками песка мелкого. Слой встречен локально:

- по трассе « Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.»;

ИГЭ-3 - Суглинок серый с зеленовато-синим оттенком легкий песчанистый, легкий пылеватый, тяжелый пылеватый мягкопластичный. Слой встречен:

- по трассе « Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.»;

ИГЭ-4 – Песок мелкий темно-серый, плотный, водонасыщенный, с тонкими прослоями суглинка, с единичными включениями гравия и гальки. Слой встречен:

- по трассе « Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.»;

- по трассе « Высоконапорный водовод от скв. №5В3 до куста скважин №13 бис»;

Ледниково морские верхнечетвертичные-современные отложения (gmQIII-IV)

ИГЭ-5 Суглинок серый с зеленовато-синим оттенком легкий песчанистый, тяжелый пылеватый, тяжелый песчанистый тугопластичный, с прослоями песка мелкого (1,0-1,5 см), с

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

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

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т

Лист
6

единичными включениями гравия кварцево-кремнистого состава полуокатанного. Слой встречен:

- по трассе « Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.»;
- по трассе « Высоконапорный водовод от скв. №5ВЗ до куста скважин №13 бис»;

1.2 Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта

В гидрогеологическом отношении характеризуемый район расположен в пределах Большесынинского артезианского бассейна III порядка, выделенного в пределах Печорской системы артезианских бассейнов.

Гидрогеологические условия исследуемой территории характеризуются наличием водоносного горизонта грунтовых вод, приуроченного к морским верхнечетвертичным отложениям.

Площадь Леккерского нефтяного месторождения расположена в бассейне р. Уса, на водоразделе между рек Большая Сыня (Б.Сыня), Малая Сыня, Леккеркаель. Река Б. Сыня относится к крупным рекам Севера.

Главная водная артерия – река Большая Сыня, является левым притоком р. Уса. Общее направление реки с юга на север, протяженность 206 км. Образуется река в результате слияния рек Лун-Вож и Вой-Вож, стекающих с Саблинского хребта. Река имеет горный и полугорный характер, дно каменисто-галечное, валунное, русло представляет чередование плесов и перекатов. Ширина русел основных водотоков изменяется от 25 до 80 м, ширина притоков 0,5 – 0,7 м, глубина колеблется от 0,6 до 1,2 м. скорость течения изменяется от 0,4 до 0,9 м/с. Густота речной сети территории составляет 0,5 км/км². Поймы рек относительно узкие, берега местами обрывистые. Водоразделы между основными реками и их притоками выражены слабо. Истоки рек, в основном, находятся в болотах.

Болота имеют большое распространение на территории проектируемых работ, их площади изменяются от 0,01 до 11,76 м². Заболоченность территории составляет в среднем 22 %. Озер мало, коэффициент заозеренности на водосборных площадях рек изменяется от 0,4 до 1,5%.

Проектируемые объекты водотоков не пересекают.

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

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

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т

Лист
7

1.3 Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта

Район работ относится к I Д строительному климатическому подрайону.

Район строительства относится к нормальной зоне влажности – 2.

Географическое положение Республики Коми в относительно высоких широтах, удаленность ее от теплого Атлантического океана и близость обширного Азиатского континента обуславливают в республике умеренно-континентальный климат с коротким и холодным летом в северных районах и продолжительной многоснежной и морозной зимой. В течение года выпадает значительное количество осадков, превышающих испарение.

Климат формируется в условиях малого количества солнечной радиации зимой и повышенного – летом, под воздействием интенсивного западного переноса воздушных масс. Вынос теплого морского воздуха, связанный с прохождением атлантических циклонов, и частые вторжения арктического воздуха придают погоде большую неустойчивость. Наличие обширных и многочисленных болот, густая речная сеть, обусловленные избыточным увлажнением, способствуют повышенной влажности климата.

Основное влияние на климат оказывают циклоническая деятельность Атлантики и арктические воздушные массы. С циклонами связана пасмурная с осадками погода, теплая и нередко с оттепелями зимой и прохладная летом. Циклоничность наиболее развита зимой и осенью, летом она ослабевает.

Поступление воздушных масс арктического происхождения в любое время сопровождается холодными и сухими северо-восточными ветрами, приносящими резкие похолодания. Наиболее часто их вторжения наблюдаются в летнее время. В таблице 2 приведены климатические характеристики за холодный и теплый периоды года по метеостанции Усть-Уса.

Таблица 2 – Основные климатические характеристики

Климатическая характеристика		Значение
Климатические параметры холодного периода года		
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,98		–47
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,92		–45
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,98		–44
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92		–41
Температура воздуха обеспеченностью 0,94		–27
Абсолютная минимальная температура воздуха		–53
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца		8,3
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 0^{\circ}\text{C}$		211
		–11,4

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т	Лист
										8

Продолжение таблицы 2

Климатическая характеристика	Значение
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, периода со средней суточной температурой воздуха, $\leq 8^{\circ}\text{C}$	277
	-7,7
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, периода со средней суточной температурой воздуха, $\leq 10^{\circ}\text{C}$	297
	-6,5
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	83
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее холодного месяца, %	83
Количество осадков за ноябрь – март, мм	166
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль	Ю
Климатические параметры холодного периода года	
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	4,5
Средняя скорость ветра, м/с, за период со среднесуточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$	3,9
Климатические параметры теплого периода года	
Барометрическое давление, гПа	1003
Температура воздуха обеспеченностью 0,95	18
Температура воздуха обеспеченностью 0,98	23
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца	20,5
Абсолютная максимальная температура воздуха	34
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца	10,0
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	72
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее теплого месяца, %	59
Количество осадков за апрель – октябрь, мм	354
Суточный максимум осадков, мм	64
Преобладающее направление ветра за июнь – август	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	4,3

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т	Лист
										9
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

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

Процесс морозного пучения происходит во время осенне-зимнего промерзания дисперсных грунтов. В зоне сезонного промерзания залегают среднепучинистые (суглинок мягкопластичный ИГЭ-3), слабопучинистые (пески мелкие ИГЭ-4), слабо- и среднепучинистые (супесь ИГЭ-2).

Площадная пораженность территории процессами подтопления 75-100 %. Процесс отнесен к весьма опасным.

Район сейсмически не активный. Сейсмическая активность в пределах территории изысканий по картам ОСР-2015 (А, В, С) характеризуется сейсмичностью в 5 баллов.

Грунты геологического разреза по сейсмическим свойствам отнесены к:

- III категории – песок мелкий (ИГЭ-4), супесь пластичная (ИГЭ-2), суглинок мягкопластичный (ИГЭ-5)

- II категории – суглинок тугопластичный (ИГЭ-5).

Остальные опасные природные процессы на участке изысканий отсутствуют.

Категория сложности инженерно-геологических условий – III (сложная), исходя из факторов, оказывающих максимальное влияние на объемы инженерных изысканий.

Территория расположена в зоне сезонного промерзания-оттаивания грунтов. Глубина промерзания зависит от величины снежного покрова и грунтов, слагающих верхнюю часть разреза. Наличие увлажненных дисперсных грунтов способствует проявлению морозного пучения.

При сезонном промерзании имеет место проявления морозного пучения глинистых грунтов, обводнённых в летне-осеннее время практически с поверхности. На участках с нарушенным почвенно-растительным покровом возможно значительное возрастание суммарной величины пучения за счёт увеличения глубины промерзания.

Нормативную глубину промерзания рекомендуется принять: для глинистых грунтов 2,02 м, для супесчаных и песчаных грунтов 2,45 м от поверхности земли.

Площадная пораженность территории подтоплением и морозным пучением составляет более 75%. Согласно приведенным показателям территория относится к весьма опасной категории природных процессов.

Участок строительства несейсмичен (сейсмичность территории по картам А и В составляет < 6 баллов, по карте С 6 баллов). Грунты основания относятся к III группе по сейсмическим свойствам. По сейсмичности территория относится к умеренно опасной категории процессов.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т						Лист					
																				10

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

Естественным основаниям проектируемых линейных и площадных сооружений будут служить грунты ледниково-морского, озерно-аллювиального происхождения верхнечетвертичного-современного возраста, представленные суглинками различной консистенции, супесью, песком мелкими.

Выделено 5 (пять) инженерно-геологических элементов (далее – ИГЭ), определение которых приведено в ниже.

ИГЭ 1 – торф среднеразложившийся;

ИГЭ 2 – супесь песчанистая пластичная;

ИГЭ 3 – суглинок тяжелый пылеватый мягкопластичный;

ИГЭ 4 – песок мелкий плотный водонасыщенный;

ИГЭ 5 – суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный.

Коррозионная агрессивность по отношению к свинцовой оболочке кабеля – низкая, реже средняя, к алюминиевой – высокая, к бетону и к арматуре железобетонных конструкций – не агрессивная.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т	Лист
								11
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

В гидрогеологическом отношении характеризуемый район расположен в пределах Большесынинского артезианского бассейна III порядка, выделенного в пределах Печорской системы артезианских бассейнов.

Гидрогеологические условия исследуемой территории характеризуются наличием водоносного горизонта грунтовых вод, приуроченного к морским верхнечетвертичным отложениям.

Водовмещающие грунты представлены, песками мелкими водонасыщенными.

Подземные воды встречены:

- по трассе « Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.»;

- по трассе « Высоконапорный водовод от скв. №5ВЗ до куста скважин №13 бис»;

На проектируемых трассах подземных коммуникаций уровень появления грунтовых вод отмечен на глубине 1,8-6,5 м. Воды поровые, безнапорные, установившийся уровень зафиксирован на глубине вскрытия. Абсолютные отметки появления и установления 39,12-47,89 м.

Питание горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков. Разгрузка происходит в русловых и прирусловых частях р. Большая Сыня.

Уровень водоносного горизонта непостоянный, подвержен сезонным колебаниям. Периодами низшего стояния грунтовых вод в течение года в районе являются месяцы март – апрель, периодами высшего стояния – июнь, июль месяцы. Питание вод происходит за счет паводковой воды и инфильтрации атмосферных осадков. Поэтому, в период таяния снега и сезонно мерзлого слоя, а также в период ливневых дождей, уровень грунтовых вод может меняться в сторону повышения на величину до 1,0м, что приводит к затоплению низких участков.

По характеру подтопления подземными водами к району I-A-I (подтопленные в естественных условиях) относятся следующие участки строительства:

- по трассе « Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.»;

- по трассе « Высоконапорный водовод от скв. №5ВЗ до куста скважин №13 бис»;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т							12
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

По характеру подтопления подземными водами относятся к району II-Б1 (потенциально подтопляемые в результате ожидаемых техногенных воздействий) относятся следующие участки строительства:

- по трассе « Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.»;

- по трассе « Высоконапорный водовод от скв. №5В3 до куста скважин №13 бис»;

При проектировании и строительстве на подтопленных участках рекомендуется провести мероприятия по организации поверхностного стока и созданию системы водоотведения. Категория опасности по площадной пораженности территории подтоплением – весьма опасная.

По химическому составу подземные воды преимущественно хлоридно-гидрокарбонатные кальциево-натриевые, гидрокарбонатные кальциево-натриевые, весьма пресные, с минерализацией 939.99-1130.98 мг/л.

Подземные воды залегают на глубине менее 10 м (1 балл). Разрез зоны аэрации представлен песками (водопроницаемые грунты), вскрытыми на всю глубину зоны аэрации (1 балл). Сумма баллов составляет 2 балла, что соответствует I категории защищенности (скорость проникновения загрязнителей в подземные воды менее 10 суток самая низкая степень защищенности).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т	Лист
								13
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

5 Сведения о категории и классе линейного объекта

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемые трубопроводы по диаметрам относятся к III классу, по назначению нефтегазопровод и высоконапорный водовод относятся ко II категории. Объем контроля сварных соединений трубопроводов всех категорий составляет 100% радиографическим методом.

5.1 Сведения по нефтегазопроводам

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

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

- при пересечении с автодорогой, включая прилегающие участки по 25 м от подошвы насыпи после укладки давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=6,0$ МПа в течение 6 часов;
- при пересечении с воздушными линиями электропередачи высокого напряжения до укладки давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=6,0$ МПа в течение 6 часов
- при пересечении с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации до укладки давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=6,0$ МПа в течение 6 часов;
- узел подключения и примыкающие участки не менее 15 м в каждую сторону от границ монтажного узла до укладки давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=6,0$ МПа в течение 12 часов;
- узлы линейной запорной арматуры до укладки или крепления на опорах давлением $R_{исп.}=1,25 \times R_{раб}=5,0$ МПа в течение 6 часов.

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

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т							14
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

После проведения очистки полости трубопровода необходимо провести внутритрубную приборную диагностику.

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

5.2 Сведения по высоконапорным водоводам

Испытание на прочность, плотность и герметичность линейной части проектируемого трубопровода 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 узле линейной запорной арматуры давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=1,25 \times 21,0=26,25$ МПа в течение 6 часов;
- на переходе через автодорогу и примыкающие к ней участки длиной по 25 м в обе стороны от подошвы насыпи давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=1,5 \times 21,0=31,5$ МПа в течение 6 часов;
- на пересечении с воздушными линиями электропередач высокого напряжения давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=1,5 \times 21,0=31,5$ МПа.
- при пересечении с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=1,5 \times 21,0=31,5$ МПа в течении 6 часов.

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

На втором этапе необходимо провести гидравлическое испытание участков трубопровода на прочность давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=1,25 \times 21,0=26,25$ МПа в течение 12 часов при пересечении с ручьем, включая участки по 1000 м от границ ГВВ 10% и всего остального трубопровода давлением $R_{исп}=1,1 \times R_{раб}=1,1 \times 21,0=23,1$ МПа в течение 12 часов.

После испытаний на прочность необходимо произвести проверку проектируемого трубопровода на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего $R_{раб}=21,0$ МПа и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т

Лист
15

6 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Проектируемый промышленный высоконапорный водовод предназначен для транспортировки воды скв.5В3 до нагнетательных скважин системы ППД Леккерского месторождения.

Проектируемый промышленный нефтегазопровод предназначен для транспортировки продукции от добывающих скважин до центрального пункта сбора Леккерского нефтяного месторождения.

Схема линейного объекта представлена на чертеже 61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г2.

Проектные мощности проектируемых нефтесборных коллекторов определена в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Проектные мощности проектируемого трубопровода

Наименование	Назначение	Проектные мощности		
		Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча нефти, т/сут	Закачка воды, м ³ /сут
Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.	Н	696,9	547,7	-
Высоконапорный водовод от скв. №5В3 до куста скважин №13 бис	ВВ	-	-	414,0

Рабочее давление нефтегазопроводов 4,0 МПа. Гидравлические потери давления в проектируемых нефтегазопроводах и низконапорном водоводе не превышают 0,12 МПа/км.

Рабочее давление высоконапорных водоводов 21,0 МПа. Гидравлические потери давления в проектируемых водоводах не превышают 5% от рабочего давления по всей протяженности трасс.

В транспортируемом нефтегазовом флюиде объемная концентрация содержания сероводорода 5,6 %. Проектируемые нефтегазопроводы согласно приложению № 4 к Федеральным нормам и правилам таблица №1 (таблица 2) при концентрации сероводорода $C(H_2S \text{ объемное}) < 0,075\%$ (об) и парциальном давления в трубопроводе $P(H_2S) > 345 \text{ Па}$ требуется выполнить в исполнении, стойком к сульфидно-коррозионному растрескиванию. Также для защиты трубопроводов от локальной коррозии предусмотрено применение внутреннего антикоррозионного покрытия трубопровода.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т

Лист

16

7 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

7.1 Общие решения по трубопроводам

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка:

- проектируемых высоконапорных водоводов, глубина прокладки принимается в зависимости от плотности (минерализации) воды, почвенных и климатических условий, минимальная глубина составляет 1,8м. Рабочее давление высоконапорных водоводов – 21,0 МПа.
- проектируемых нефтегазопроводов с минимальной глубиной 0,8 м. Рабочее давление проектируемых нефтегазопроводов – 4,0 МПа.

Настоящим проектом приняты следующие параметры труб для участков проектируемых трубопроводов:

Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м. – Ø159х6 мм;

Высоконапорный водовод от скв. №5В3 до куста скважин №13 бис – Ø89х6 мм;

7.1.1 Решения по нефтегазопроводам

Для строительства прямолинейных участков проектируемых нефтесборных коллекторов проектом принята труба стальная бесшовная нефтегазопроводная повышенной эксплуатационной надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности К48, 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, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С с системой защиты стыка втулкой.

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

- отводов гнутых, изготовленных методом индукционного нагрева, с радиусомгиба 5Dy из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности К48, прошедшей

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв №	Подп. и дата	Инва. № подл.	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т	Лист
										17

испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А для трубопроводов всех диаметров (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус);

– отводов крутоизогнутых с радиусомгиба 1,5Du из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², классом прочности К48, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А для трубопроводов всех диаметров (углы 45, 60, 90 градусов).

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

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

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой существующих внутрипромысловых грунтовых дорог. Толщина стенки защитных кожухов принята 10 мм. Марка стали ст3.

При пересечении внутрипромысловых дорог принято заглубление проектируемых трубопроводов не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного футляра методом продавливания, концы защитных кожухов, устанавливаемых на участках переходов проектируемых трубопроводов через автомобильные дороги, выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна. Пересечения выполнены подземным способом в защитных кожухах из труб стальных электросварных прямошовных по ГОСТ 10704-91 диаметром Ду400 для проектируемого трубопровода Ду150 мм. С заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

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

На каждом полукилометре и углах поворота трассы, при пересечении с коммуникациями и на пересечении с автомобильными дорогами и водными преградами с двух сторон

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т	Лист
							18

необходимо установить опознавательные знаки. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу.

По трасам проектируемых нефтегазопроводов проектом предусмотрены узлы подключений к существующим трубопроводам. На узлах подключений предусмотрены задвижки клиновые фланцевые и клапаны обратные поворотные надземного исполнения с выдвигаемым шпинделем в комплекте с ответными фланцами и крепежом, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см².

Подключения к существующим трубопроводам предусмотрено выполнить при помощи тройников. Запорную арматуру предусмотрено монтировать на технологические опоры под задвижки.

7.1.2 Решения по высоконапорным водоводам

Для строительства прямолинейных участков проектируемого высоконапорного водовода проектом принята труба стальная бесшовная холоднодеформированная повышенной точности изготовления, из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 265 Н/мм², классом прочности К48, 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°С, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°С с системой защиты стыка втулкой.

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

- отводов гнутых, изготовленных методом индукционного нагрева, с радиусомгиба 5Du из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 265 Н/мм², классом прочности К48, для трубопроводов всех диаметров (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус);

- отводов крутоизогнутых с радиусомгиба 1,5Du из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм², минимальным пределом текучести - 265 Н/мм², классом прочности К48, для трубопроводов всех диаметров (углы 45, 60, 90 градусов).

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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т							19
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

Настоящим проектом предусмотрено пересечение трассой проектируемой внутрипромысловой грунтовой дороги. Толщина стенки защитных кожухов принята 10 мм. Марка стали ст3.

При пересечении внутрипромысловых дорог принято заглубление проектируемых трубопроводов не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного футляра методом продавливания, концы защитных кожухов, устанавливаемых на участках переходов проектируемых трубопроводов через автомобильные дороги, выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна. Пересечения выполнены подземным способом в защитных кожухах из труб стальных электросварных прямошовных по ГОСТ 10704-91 диаметром Ду300 для проектируемого трубопровода Ду80 мм. С заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена.

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

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

7.2 Общие сведения

Расчетный срок службы проектируемых технологических и промысловых трубопроводов составляет не менее 20 лет.

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

- монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т	Лист
							20
Взам. инв №							
Подп. и дата							
Изм. № подл.							

7.3 Результаты расчётов

7.3.1 Результат расчёта промышленных трубопроводов на прочность и устойчивость

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

Для промышленных высоконапорных водоводов и нефтегазопроводов (за границами технологических площадок) нормативный документ для расчета СП 284.1325800.2016.

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

Результаты расчета представлены в таблицах 5 и 6.

Таблица 5 – Результаты расчета на прочность промышленных нефтесборных коллекторов

Диаметр трубопровода, мм	Давление, МПа	Коэффициент условий работы трубопровода, U_s	Коэффициент надежности по материалу, U_m	Коэффициент надежности по назначению трубопровода, U_n	Коэффициент надежности по нагрузке, U_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
159	4,0	0,75	1,47	1,00	1,2	1	247,45	1,52	2,00	3,52	2,5	6,0	35

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

Таблица 6 – Результаты расчета на прочность промышленных высоконапорных водоводов

Диаметр трубопровода, мм	Давление, МПа	Коэффициент условий работы трубопровода, U_s	Коэффициент надежности по материалу, U_m	Коэффициент надежности по назначению трубопровода, U_n	Коэффициент надежности по нагрузке, U_f	Коэффициент несущей способности труб, P	Расчетное сопротивление материала труб (соединительных деталей), R , МПа	Расчетная толщина стенки, мм	Прибавка на коррозию, мм	Толщина стенки с учетом прибавки на коррозию, мм	Отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчётный срок службы трубопровода, лет
89	21,0	0,75	1,47	1,05	1,2	1	235,67	4,47	2,0	6,47	4,47	8,0	35

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №											Лист
													22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т							

7.3.2 Результат расчёта устойчивости участков проектируемых трубопроводов против всплытия

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

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

Результат оценки устойчивости проектируемых трубопроводов при пересечении водных преград представлен в таблице 7. Необходимость в балластирующих устройствах отсутствует.

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

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

Диаметр трубопровода, мм	Толщина стенки трубопровода, мм	Коэффициент надежности устойчивого положения, γ_a	Суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом, Q_{act} , Н/м	Суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес), Q_{pas} , Н/м	Условие устойчивости положения $Q_{act} < Q_{pas}$
89	8,0	1,05	61,0182	149,3082	Удовлетворяет
159	6,0	1,05	194,7285	211,5036	Удовлетворяет

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. инв №	Подп. и дата	Лист
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т								23

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

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

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

Машины и механизмы	Марка	Количество
Трелевочный трактор	ТТ-4М	1
Корчеватель-собираатель	на тракторе Т-100	1
Экскаватор	ЕТ-14; ковш 0,65 м ³	1
Бульдозер	Т-9.01Я	1
Бульдозер болотной модификации	Б10Б.2121-2В4; 130 кВт	1
Автомобильный кран	КС-35714-2; груз. 17 т	1
Трубоукладчик	ТР12.22.01, на базе трактора Т10МБ.0121-5; 132 (180) кВт(л.с.)	4
Сваебойная установка	СП-49 на базе трактора Т-130БГ-1	1
Бурильно-крановая машина	БКМ-515 на базе УРАЛ 43206	1
Агрегат сварочный	АДД-2х2502	2
Поливомоечная машина	КАМАЗ 43118-3027-50	1
Установка для продавливания	УБПТ-400-Д-70-7	1
Передвижная электростанция	АД40С-Т400-Р	1
Парогенератор мобильный	МНТ 700, 350 кг/час.	1
Тягач прицепа тяжеловоза	МЗКТ-7429; 346(470); кВт(л.с.)	1
Прицеп-тяжеловоз	ЧМЗАП-9990; груз. 60 т	1
Седельный тягач	КАМАЗ-65116; 191(260) кВт(л.с.)	1
Бортовой полуприцеп	НЕФАЗ 93341-0310230-07	1
Автомобиль бортовой	КАМАЗ-43118; груз. 11,2 т; 221 (300) кВт(л.с.)	2

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

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

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т

Лист
24

Продолжение таблицы 8

Машины и механизмы	Марка	Количество
Автомобиль самосвал	КАМАЗ-65115; 219 кВт, груз . 10 м ³	2
Дизельная компрессорная станция	ЗИФ-ПВ-6/0,7	1
Топливозаправщик	АТЗ-10; на базе УРАЛ 4320-1912-40	1
Авторемонтная мастерская	МТО-АТ-М1 на базе УРАЛ 4320-10	1
Сигнализатор горючих газов и паров	СГГ-4М	1
Разъемный электрический труборез для безогневой резки труб	ТР-80; 1,0-2,0 кВт	1
Автоцистерна	Урал ОГА-6,2 на шасси Урал-5557	1
Передвижная исследовательская лаборатория (ПИЛ)	На базе КАМАЗ 43502	1
Агрегат наполнительный	АН-250;	1
Агрегат насосный высокого давления (АНВД)	40 Мпа	1
Компрессорная установка	СД-9-101М; шасси КАМАЗ-43118	1
Вахтовая автомашина	ГАЗ-3308	1
Примечание - Наименование и количество основных строительных машин, механизмов и транспортных средств уточняется при разработке проектов производства работ в соответствии с номенклатурой имеющейся техники подрядной и субподрядных организаций		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т							25
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

9 Перечень мероприятий по энергосбережению

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

Для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрено применение полуцилиндров теплоизоляционных съемных из минеральной ваты по ГОСТ 23208-2003 толщиной 80 мм для трубопроводов Ду80 мм.

И матов минераловатных прошивных с обкладкой из металлической сетки марки МП (МС) по ГОСТ 21880-2011 толщиной 100 мм для труб Ду159 мм.

В качестве покровного слоя предусмотрено использование тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,7 мм по ГОСТ 19904-90.

Для теплоизоляции запорной арматуры по трассам проектируемых трубопроводов предусмотрено применение быстросъемных термочехлов заполненных теплоизоляционным материалом из матов минераловатных по ГОСТ 21880-2011.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов предусмотрена в трассовых условиях.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т	Лист
										26

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

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

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

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

На подразделение, обслуживающее трубопроводы, возлагаются следующие обязанности:

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв №	Подп. и дата	Инва. № подл.	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т		Лист
											27

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

Порядок организации работ, регламентация обязанностей и ответственности административно-технического персонала по охране труда и технике безопасности на объектах систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды определяются следующими документами: 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, испаряемостью, способностью электризоваться, взрывоопасностью, пожароопасностью, коррозионной активностью и т.д.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т	Лист
										28

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.

Внеочередная проверка знаний у рабочих проводится:

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

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

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т

Лист
29

- 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;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв №	Подп. и дата	Инва. № подл.	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т		Лист
											30

- 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.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т					31
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

В данном проекте не предусмотрено автоматизированных систем управления технологическими процессами и автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т	Лист
							32

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

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

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

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

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

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

С целью предотвращения возможных террористических актов выполняются следующие мероприятия:

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

С целью предотвращения возможных террористических актов выполняются следующие мероприятия:

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

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т	Лист
								33
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв №		Лист	
						34
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т						

14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

Техническое обслуживание и ремонт оборудования на предприятии осуществляет ремонтное хозяйство.

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

Техническое обслуживание проектируемых трубопроводов включает:

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

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

Дополнительного ремонтного хозяйства не требуется.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т	Лист
								35
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

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

В целях недопущения влияния процессов пучения при прокладке в пучинистых грунтах в зоне сезонного промерзания проектом предусмотрена подсыпка из мягких грунтов толщиной не менее 10 см над выступами дна траншеи и присыпка трубопроводов мягким грунтом на толщину 20 см.

Некоторые участки трасс проектируемых трубопроводов проходят по заболоченной территории. Для проверки необходимости балластировки трубопроводов был произведен расчет на устойчивость против всплытия. По результатам расчета проектируемые трубопроводы диаметром до Ду80 и Ду150 обладают отрицательной плавучестью, необходимость в балластировке отсутствует.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т	Лист
								36
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Библиография

- | | | |
|----|---------------------------------|---|
| 1 | 116-ФЗ от 21.07.1997 | О промышленной безопасности опасных производственных объектов |
| 2 | 184-ФЗ от 27.12.2002 | О техническом регулировании |
| 3 | 384-ФЗ от 30.12.2009 | Технический регламент о безопасности зданий и сооружений |
| 4 | 123-ФЗ от 22.07.2008 | Технический регламент о требованиях пожарной безопасности |
| 5 | Приказ №533 от 15.12.2020 | Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» |
| 6 | Постановление №87 от 16.02.2008 | Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию |
| 7 | ГОСТ Р 51164-98 | Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии |
| 8 | ГОСТ Р 21.1101-2013 | Основные требования к проектной и рабочей документации |
| 9 | ГОСТ Р 55990-2014 | Промысловые трубопроводы. нормы проектирования |
| 10 | ГОСТ 2.105-95 | Общие требования к текстовым документам |
| 11 | ГОСТ 7512-82 | Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод |
| 12 | ГОСТ 23740-2016 | Грунты. Методы лабораторного определения содержания органических веществ |
| 13 | ГОСТ 25100-2011 | Грунты. Классификация |
| 14 | ГОСТ 9.602-2016 | Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии |
| 15 | ГОСТ 27751-2014 | Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения и требования |
| 16 | ГОСТ 15150-69 | Машины, приборы и другие технические изделия исполнения для различных климатических районов. |

Взам. инв №		Подп. и дата		Инв. № подл.		61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т	Лист
							37
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

		Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды
17	ГОСТ 12.4.009-83	Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание
18	ГОСТ 23118-2019	Конструкции стальные строительные. Общие технические условия
19	ГОСТ 2.106-96	Единая система конструкторской документации. Текстовые документы
20	ГОСТ 2.301-86	Единая система конструкторской документации. Форматы
21	ГОСТ 10434-82	Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования
22	ГОСТ 32569-2013	Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах
23	СП 11-105-97	Инженерно-геологические изыскания для строительства
24	СП 50-102-2003	Проектирование и устройство свайных фундаментов
25	СП 53-101-98	Изготовление и контроль качества стальных строительных конструкций
26	СП 14.13330.2018	Строительство в сейсмических районах
27	СП 16.13330.2017	Стальные конструкции (Актуализированная версия СНиП II-23-81*)
28	СП 20.13330.2016	Нагрузки и воздействия. (Актуализированная версия СНиП 2.01.07-85*)
29	СП 24.13330.2011	Свайные фундаменты (Актуализированная редакция СНиП 2.02.03-85)
30	СП 28.13330.2017	Защита строительных конструкций от коррозии (Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85)
31	СП 45.13330.2017	Земляные сооружения, основания и фундаменты (Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87)
32	СП 36.13330.2012	Магистральные трубопроводы
33	СП 50.13330.2012	Тепловая защита зданий

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т					38
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

34	СП 131.13330.2018	Строительная климатология
35	СП 115.13330.2016	Геофизика опасных природных воздействий
36	СП 284.1325800.2016	Трубопроводы промышленные для нефти и газа. правила проектирования и производства работ
37	СНиП 12-03-2001	Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования
38	СНиП 12-04-2002	Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство
39	СНиП 3.05.06-85	Электротехнические устройства
40	ВСН 005-88	Строительство промышленных стальных трубопроводов. Технология и организация
41	ВСН 009-88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты
42	ВСН 011-88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание
43	ВСН 015-89	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Линии связи и электропередачи
44	ГОСТ 31565-2012	Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности
45	ППБО-85	Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности
46	ПУЭ	Правила устройства электроустановок
47	СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015	Автоматизированные системы управления технологическими процессами и производством. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа.
48	ТУ-газ-86	Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов
49	СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015	Автоматизированные системы управления технологическими процессами и производством. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа.
50	СТО Газпром 2-2.2-136-2007	Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т					39
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

Часть 1

51	РД 34.21.122-87	Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений
52	СО 153-34.21.122-2003	Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций
53	Серия 08 вып.19	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
54	61-01-НИПИ/2021-ИГДИ	Технический отчет по результатам инженерно-геодезических строительства
55	61-01-НИПИ/2021-ИГИ	Технический отчет по результатам инженерно-геологических строительства
56	61-01-НИПИ/2021- ИГМИ	Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических строительства
57	61-01-НИПИ/2021-ИЭИ	Технический отчет по результатам инженерно-экологических строительства
58	СП 423.1325800.2018	Электроустановки низковольтные зданий и сооружений. Правила проектирования во взрывоопасных зонах
59	СП 77.13330.2016	Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85
60	СП 76.13330.2016	Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85
61	СП 18.13330.2010	СНиП II-89-80* Генеральные планы промышленных предприятий (с Изменениями и дополнениями)
62	ГОСТ 22782.5-78*	ГОСТ 22782.5-78 (СТ СЭВ 3143-81) Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты "Искробезопасная электрическая цепь". Технические требования и методы испытаний (с Изменениями N 1, 2)

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Т	Лист
										40
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Ведомость документов графической части

Обозначение	Наименование	Примечание
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г2	Схема линейного объекта. Высоконапорный водовод от скв. №5В3 до куста скважин №13 дис	1 лист
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г3	Схема линейного объекта. Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 дис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.	1 лист
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г4	Узел. Шурф к. 13 дис. Высоконапорный водовод от скв. 5В3 до к. 13дис. План. Разрез 1-1.	1 лист
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г5	Узел перспективного подключения от куста 1. Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 дис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м. План. Разрез 1-1	1 лист
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г6	Узел подключения на ЦПС. Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 дис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м. План. Разрез 1-1	1 лист
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г7	Конструкция подземного защитного кожуха Ду300. Общий вид. Разрез 1-1	1 лист
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г8	Конструкция подземного защитного кожуха Ду400. Общий вид. Разрез 1-1	1 лист
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г9	Опора под клиновую задвижку. Общий вид. Разрез 1-1	
61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г10	Опознавательный знак. Общий вид	

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г1

"Обустройство Леккерского месторождения.
Обустройство кустов №13дис"

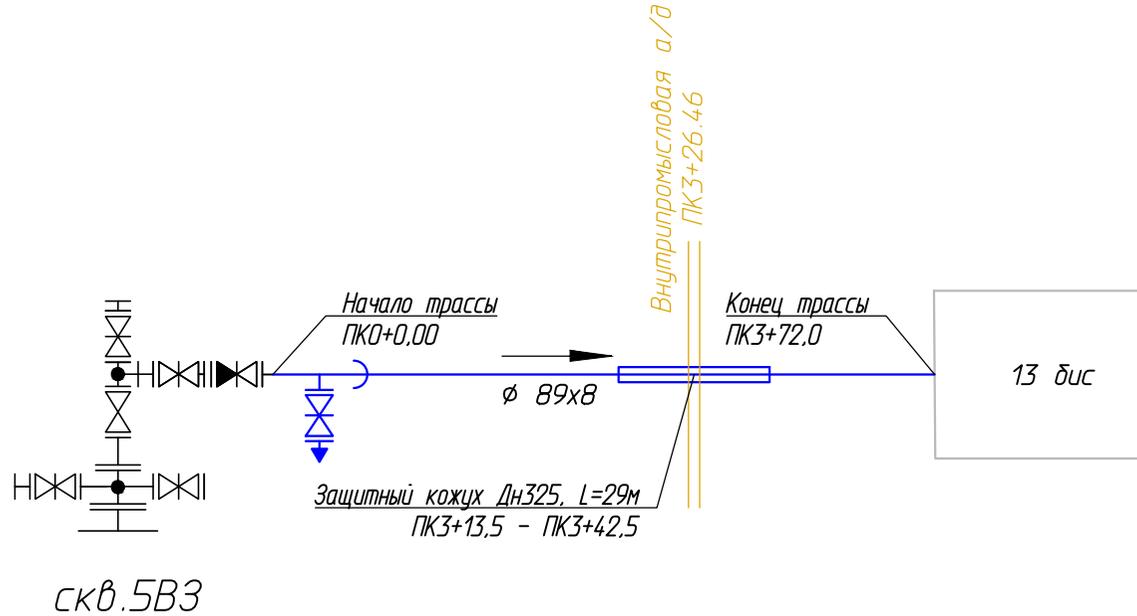
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Хлопин			06.22
Проверил		Новоселова			06.22
Н. контр.		Салдаева			06.22

Стадия	Лист	Листов
П		1

Ведомость документов
графической части

ООО "НИПИ нефти
и газа УГТУ"

Схема линейного объекта



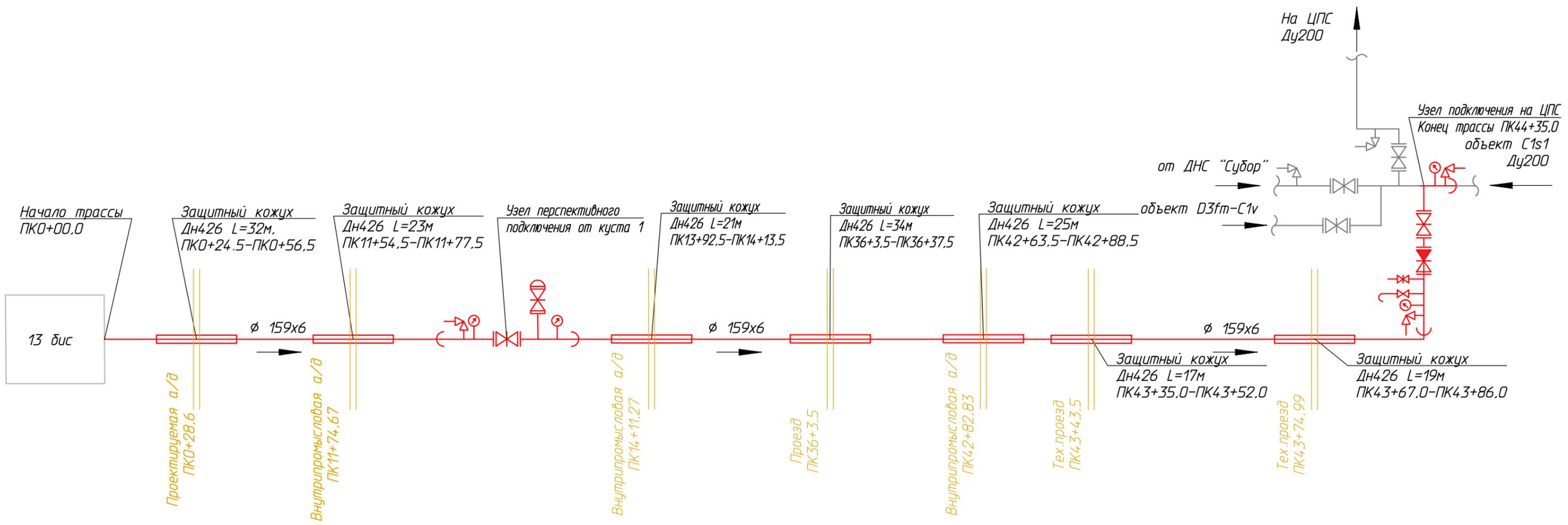
Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Проектируемый высоконапорный водовод
	Спускник

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

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г2											
"Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство кустов №13бис"											
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата						
Разраб.		Хлопин			06.22						
Проверил		Новоселова			06.22						
Н. контр.		Салдаева			06.22						
Схема линейного объекта. Высоконапорный водовод от скв. №5В3 до куста скважин №13 бис					<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									

Схема линейного объекта



Условные обозначения

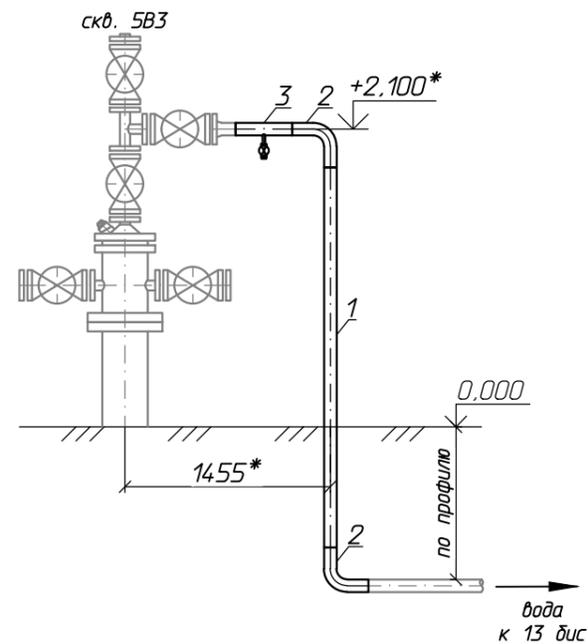
Обозначение	Наименование
	Проектируемый нефтепровод
	Задвижка клиновая
	Клапан обратный
	Манометр
	Вентиль угловой специальный
	Заглушка
	Узел контроля скорости коррозии
	Продоотборник

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.ГЗ					
"Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство кустов №13дис"					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.	Хлопин				07.22
Проверил	Новоселова				07.22
Н. контр.	Салдаева				07.22
Схема линейного объекта. Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 дис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.					Стадия П
					Лист Листов
					1
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"
Формат А3					

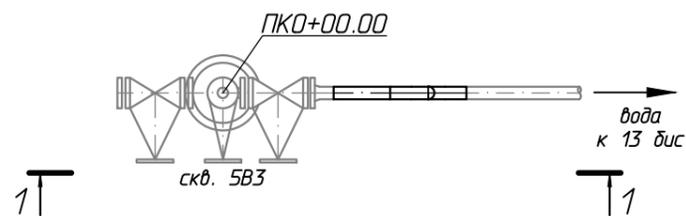
Инв.№ подл	Подпись и дата	Взам. инв.№	Согласовано

Узел - Шурф к. 13 дис

Разрез 1-1



План



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба стальная из стали бесшовная, холоднодеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
		89x8	3,0	16,0	
2		Детали из стали с приварными катушками с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
		Отвод ОК 90°-89x8 (К48)-25,0-0.75-1.5Ду-ХЛ	2	7,8	вес с катушками
3		Спецдеталь Ду80, L=400 мм для установки спускника с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл

1. Узел - Шурф к.13 дис расположен на ПК0+00.00 Высоконапорного водовода от скв. 5Вз до к. 13дис
2. Теплоизоляция условно не показана.
3. Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАЛ-М80.
4. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
5. * - размер уточнить по месту.

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г4

"Обустройство Леккерского месторождения.
Обустройство куста №13 дис"

Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Хлопин			06.22	П		1
Проверил		Новоселова			06.22			
Н. контр.		Салдаева			06.22	Узел. Шурф к. 13 дис. Высоконапорный водовод от скв. 5Вз до к. 13дис. План. Разрез 1-1.		

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Узел перспективного подключения от куста 1

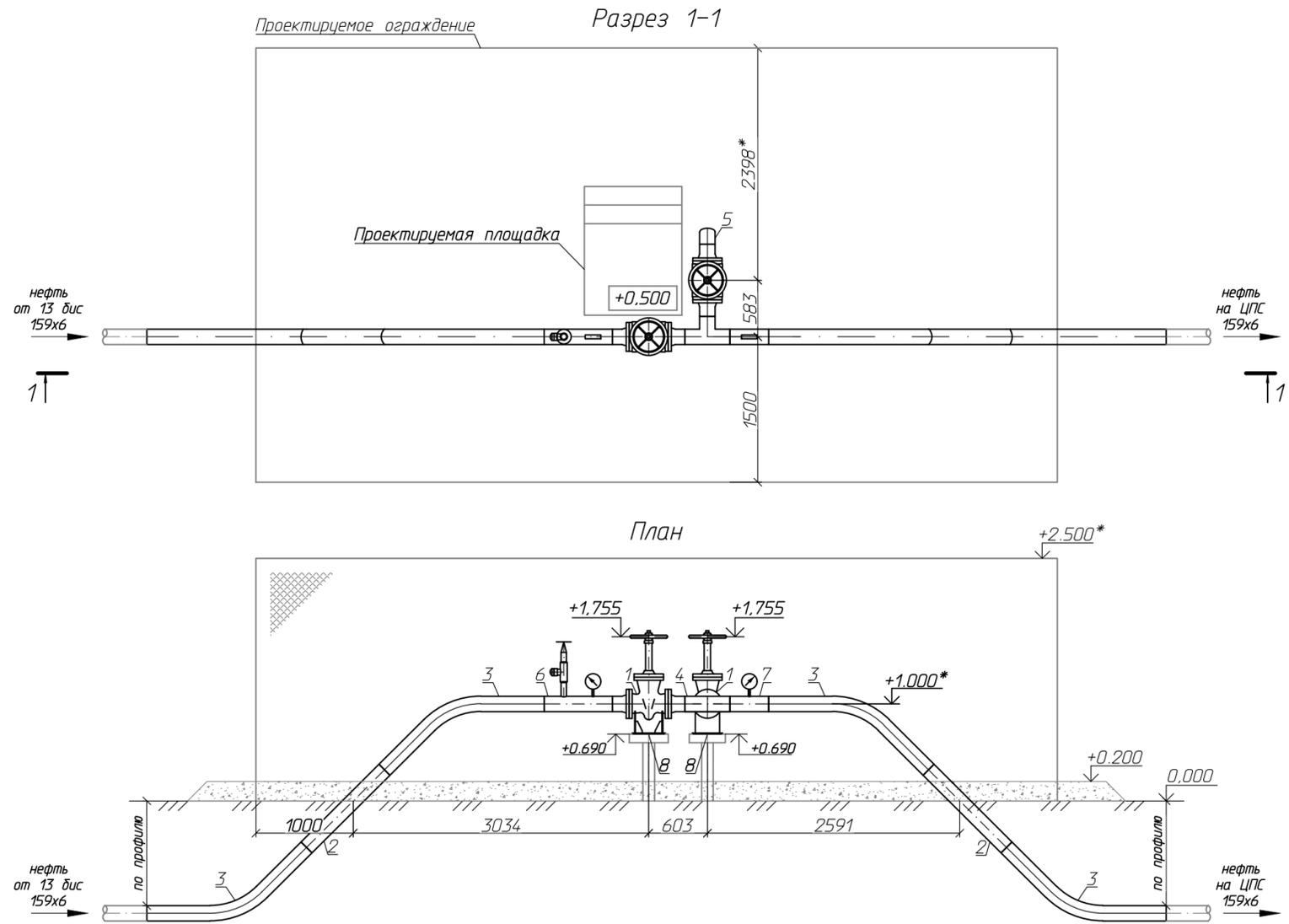
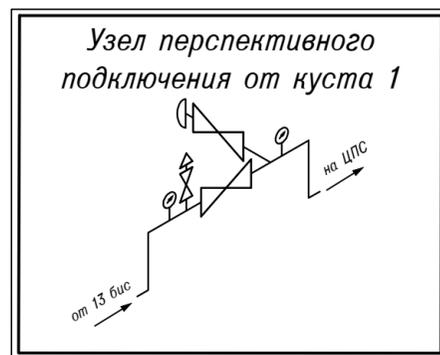


Рис.1 (поз.9)



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья без КОФ Ду 150 мм, Ру=4,0 МПа	2	145,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 150мм, Ру=4,0 МПа	4		
2		Труба стальная из стали 20А бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием 159x6-20А	5,0	22,6	
3		Отвод 45°-159(6К4В)-4,0-0,75-5DN -1000/1000-УХЛ	2	43,6	вес с катушками
4		Тройник ТШР159(6К4В)-4,0-0,75-УХЛ-С-1	1	13,4	вес с катушками
5		Заглушка ЗТ159(6К4В)-4,0-0,75-УХЛ-С-1	1	4,3	вес с катушками
6		Спецдеталь Ду150, L=700 мм для установки манометра и ВУС с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
7		Спецдеталь Ду150, L=400 мм для установки манометра с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
8	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г9	Опора под задвижку Ду150	2	19,9	
9	Лист Б-ПН-2 Вст3сп	Пластина 900x600	1	8,5	

1. Узел перспективного подключения от куста 1 расположен на ПК12+88,27 Нефтегазопровода от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.
2. Теплоизоляция условно не показана.
3. Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАЛ-МВО.
4. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
5. Строительные конструкции опор под трубопровод представлены в части конструктивных решений 61-01-НИПИ/2021-КР2.
6. * - размер уточнить по месту.

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г5

"Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13бис"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Хлопин			07.22	П		1
Проверил		Новоселова			07.22			
Н. контр.		Салдаева			07.22	Узел перспективного подключения от куста 1. Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м. План. Разрез 1-1		

Согласовано

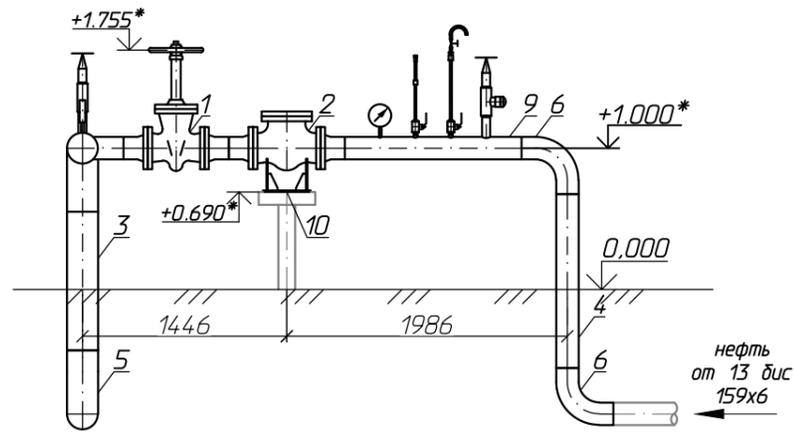
Взам. инв.№

Подпись и дата

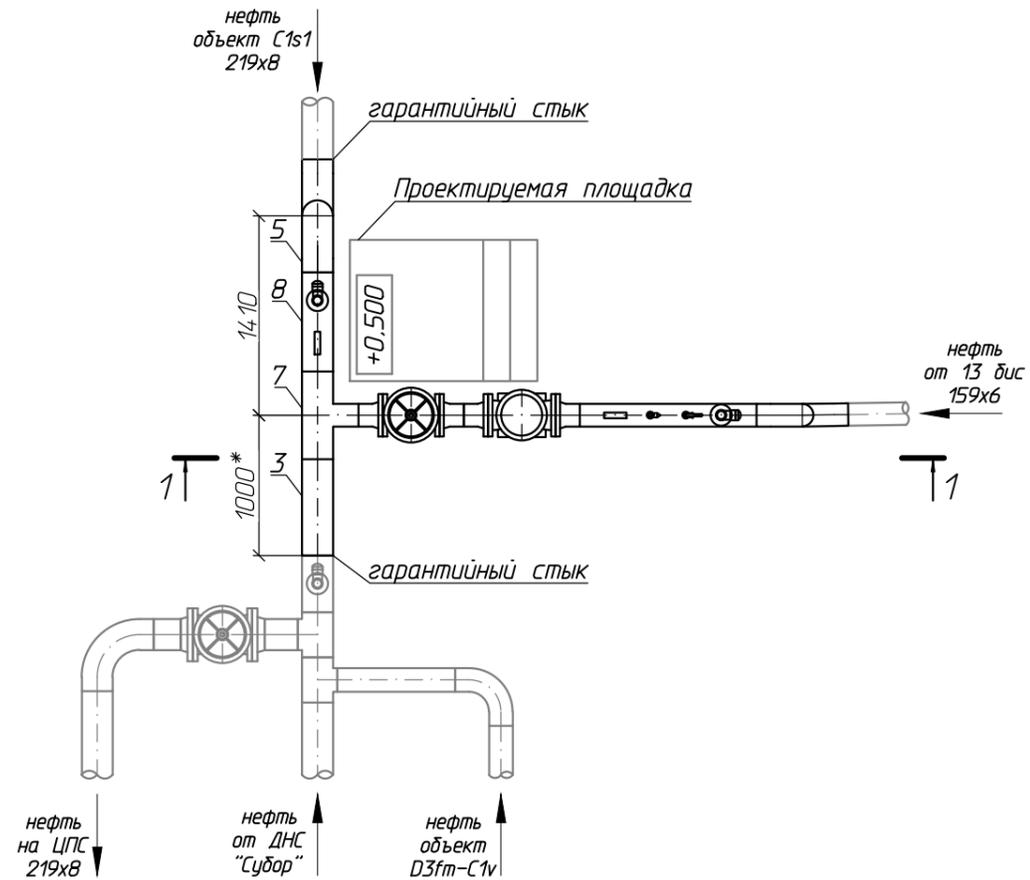
Инв.№ подл

Узел подключения на ЦПС

Разрез 1-1



План



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		Затвор обратный Ду 150 мм, Ру=4,0 МПа	1	116,0	
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 150мм, Ру=4,0 МПа	2		
3		Труба стальная из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
3		219x8	3,0	41,6	
4		159x6	2,0	22,6	
5		Детали из стали с приварными катушками с заводским двуслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
5		Отвод ОКШ90°-219(8К48)-4,0-0,75-УХЛ-С-1	2	28,3	вес с катушками
6		Отвод ОКШ90°-159(6К48)-4,0-0,75-УХЛ-С-1	2	12,7	вес с катушками
7		Тройник ТШ219(8К48)-159(6К48)-4,0-0,75-УХЛ-С-1	1	26,3	вес с катушками
8		Спецдеталь Ду200, L=700 мм для установки манометра и ВУС с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
9		Спецдеталь Ду150, L=1250 мм для установки манометра, ВУС и уровня контроля скорости коррозии с заводским внутренним и наружным антикоррозионным покрытием	1	-	
10	61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г9	Опора под задвижку Ду150	1	19,9	

- Узел подключения на ЦПС расположен на ПК44+35,0 Нефтегазопровода от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м..
- Теплоизоляция условно не показана.
- Сварные стыки изолировать термоусаживающимися манжетами ТИАЛ-М80.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
- Строительные конструкции опор под трубопровод представлены в части конструктивных решений 61-01-НИПИ/2021-КР2.
- * - размер уточнить по месту.

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г6

"Обустройство Леккерского месторождения.
Обустройство куста №13бис"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Хлопин			07.22	П		1
Проверил		Новоселова			07.22			
Н. контр.		Салдаева			07.22	Узел подключения на ЦПС. Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 бис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м. План. Разрез 1-1		

Согласовано

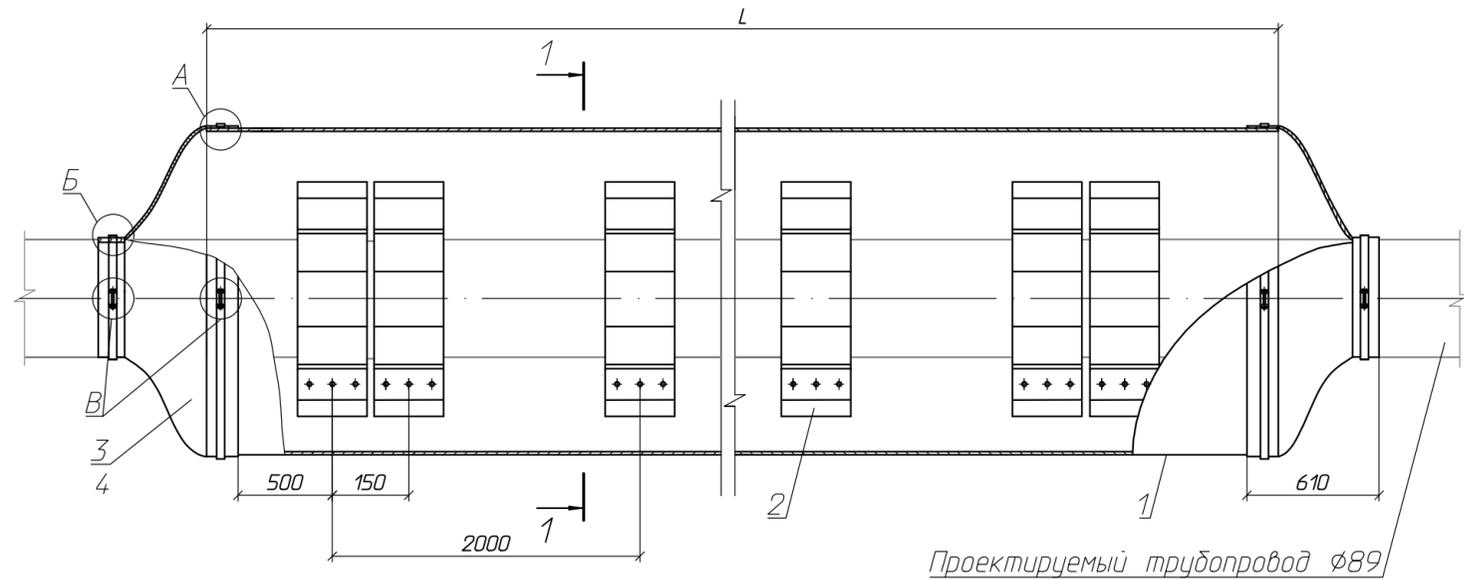
Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл

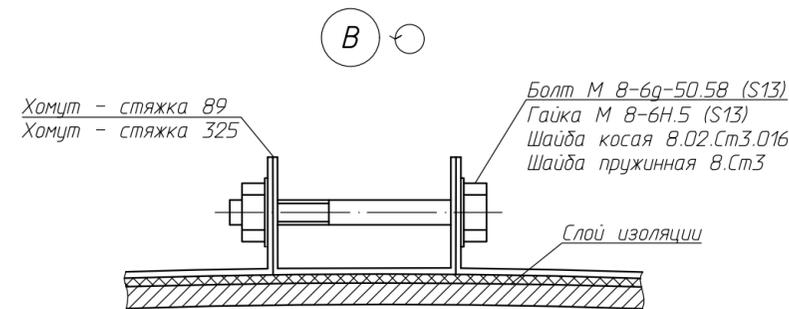
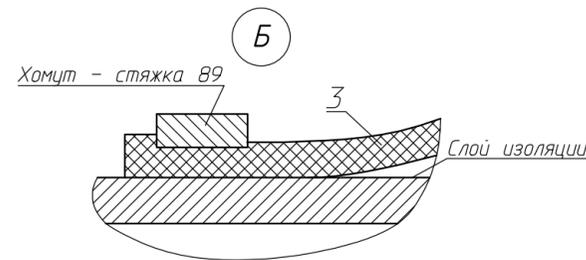
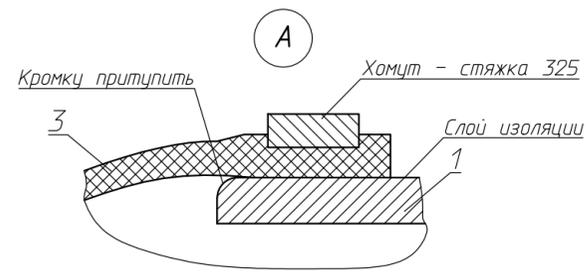
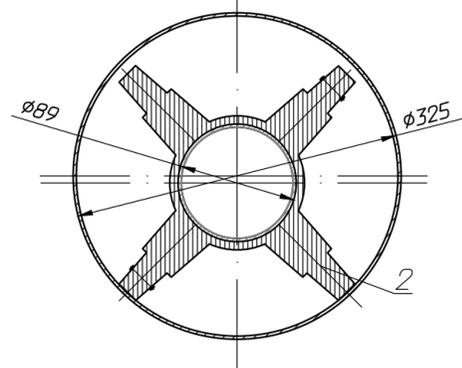
Конструкция подземного защитного кожуха Ду300

Общий вид



Проектируемый трубопровод $\phi 89$

Разрез 1-1



1. Наружную кромку на защитных кожухах притупить.
2. Кольцо предохранительное установить на монтажный коврик, выполненный из двух слоев защитной обертки "Полилен 06-40-63".

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	Труба $\frac{325 \times 10}{Ст3}$	Труба стальная электросварная прямошовная с заводским трехслойным покрытием	29	77,7	м
2		Кольцо диэлектрическое полиуретановое "Спейсер-Номинал-89"	17	-	комплект
3		Укрытие защитное манжет герметизирующих УЗМГ 89/325	2	-	комплект
4		Манжета защитная герметизирующая МЗПТ 89/325 в комплекте со стяжными хомутами и метизами	1	-	комплект
Материалы					
		Обертка "Полилен 40-06-63"	10,9		кг

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

Параметры защитных кожухов

Название дороги (коммуникации)	Параметры проектируемого кожуха			
	L, м	Границы кожуха	Кол. колец спейсеров, шт.	Тип покрытия
Наименование трассы				
Внутрипромысловая автодорога ПК3+26.46	29	ПК3+13,5-ПК3+42,5	17	Заводское изоляционное покрытие

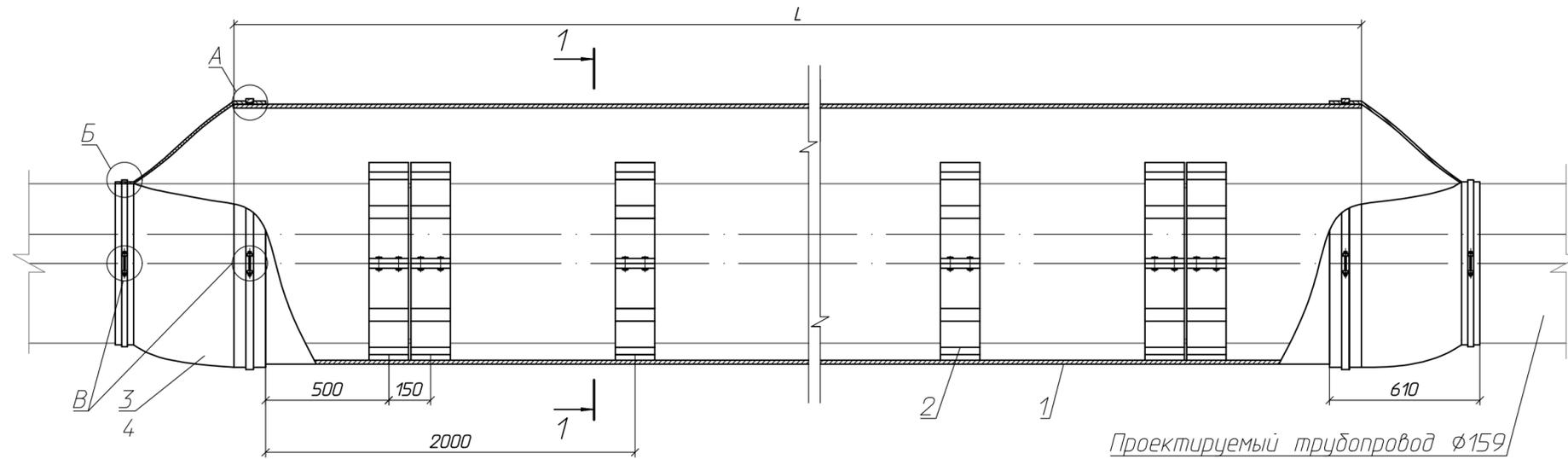
61-01-НИПИ/2021-ИОС 7.3.Г7

"Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13 дис"

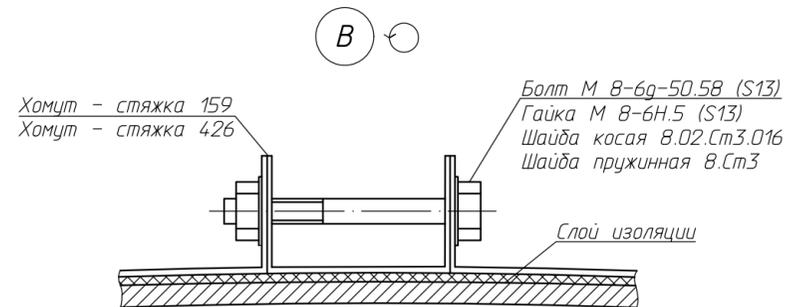
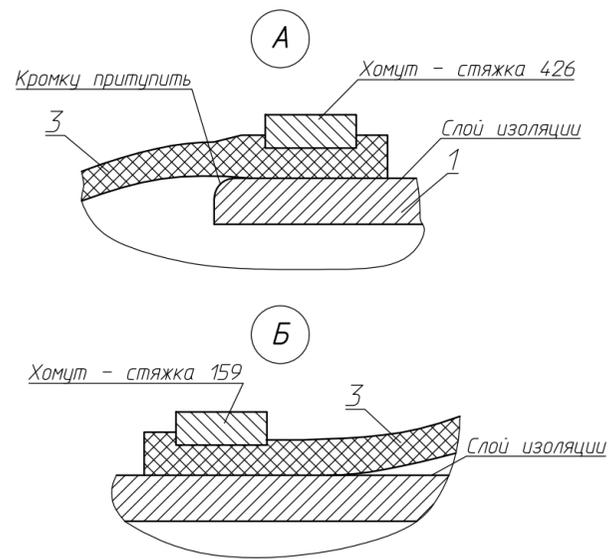
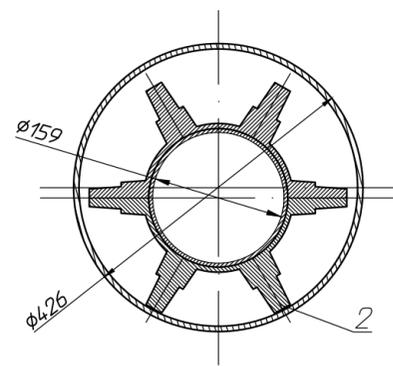
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Хлопин			06.22	П		1
Проверил		Новоселова			06.22			
Н. контр.		Салдаева			06.22	Конструкция подземного защитного кожуха Ду300. Общий вид. Разрез 1-1		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Конструкция подземного защитного кожуха Ду400

Общий вид



Разрез 1-1



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	Труба 426x10 Ст3	Труба стальная электросварная прямошовная с заводским трехслойным покрытием	171	102,6	м
2		Кольцо диэлектрическое полиуретановое "Спейсер-Номинал-159"	104	-	комплект
3		Укрытие защитное манжет герметизирующих УЗМГ 159/426	14	-	комплект
4		Манжета защитная герметизирующая МЗПТ 159/426 в комплекте со стяжными хомутами и метизами	7	-	комплект
Материалы					
		Обертка "Полилен 40-0Б-63"	14,8		кг

Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на 7 защитных кожухов

Параметры защитных кожухов

Название дороги (коммуникации)	Параметры проектируемого кожуха			
	L, м	Границы кожуха	Кол. колец спейсеров, шт.	Тип покрытия
Нефтегазопровод от площадки куста скважин №13 дис до т.врезки на ЦПС Леккерского н.м.				
пересечение с а/д ПК0+28,6	32	ПК0+24,5-ПК0+56,5	19	Заводское изоляционное покрытие
пересечение с а/д ПК11+74,67	23	ПК11+54,5-ПК11+77,5	14	Заводское изоляционное покрытие
пересечение с а/д ПК14+11,27	21	ПК13+92,5-ПК14+13,5	13	Заводское изоляционное покрытие
пересечение с а/д ПК36+3,50	34	ПК36+3,5-ПК36+37,5	20	Заводское изоляционное покрытие
пересечение с а/д ПК42+82,83	25	ПК42+63,5-ПК42+88,5	15	Заводское изоляционное покрытие
Тех. проезд ПК43+43,50	17	ПК43+35,0-ПК43+52,0	11	Заводское изоляционное покрытие
Тех. проезд ПК43+74,99	19	ПК43+67,0-ПК43+86,0	12	Заводское изоляционное покрытие

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г8

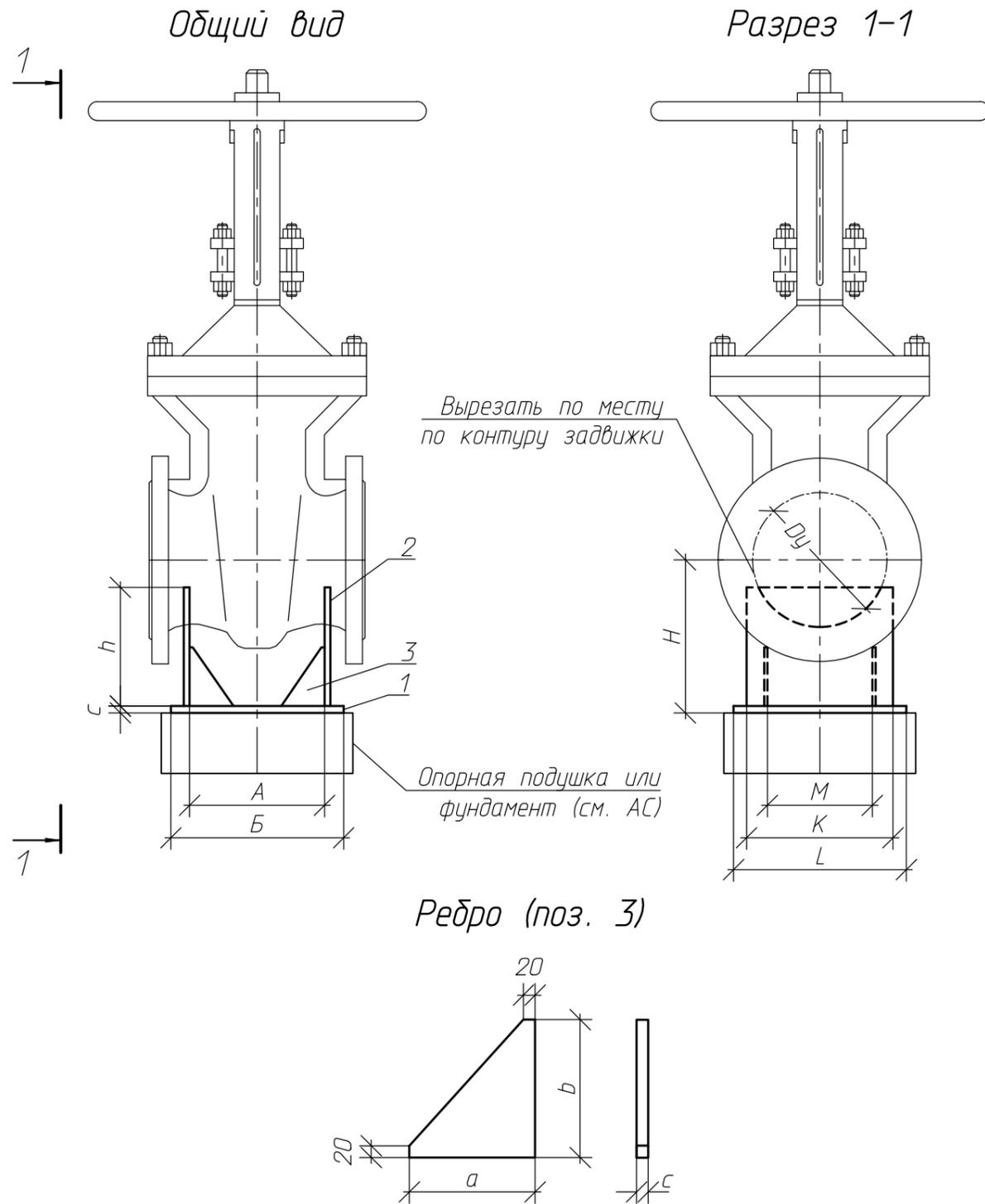
"Обустройство Леккерского месторождения. Обустройство куста №13дис"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Хлопин			06.22	П		1
Проверил		Новоселова			06.22			
Н. контр.		Салдаева			06.22	Конструкция подземного защитного кожуха Ду400. Общий вид. Разрез 1-1		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

1. Наружную кромку на защитных кожухах притупить.
2. Кольцо предохранительное установить на монтажный коврик, выполненный из двух слоев защитной обертки "Полилен 0Б-40-63".

Опора под клиновую задвижку

Спецификация



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Опора под задвижку Ду150	1	19,9	
1		Основание 340x310x10	1	8,3	
2		Косынка 225x250x10	2	4,4	
3		Редра 120x70x10	4	0,7	

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

Конструктивные размеры

Ду	A	Б	С	H	h	K	L	M	a	b	c
150	270	340	10	310	225	250	310	150	70	120	10

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл

- Конструкция опоры - сварная, катет шва 8 мм.
- 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 акрилатановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
 - Площадь окрашиваемой поверхности одной опоры под задвижку 0,5 м².

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г9

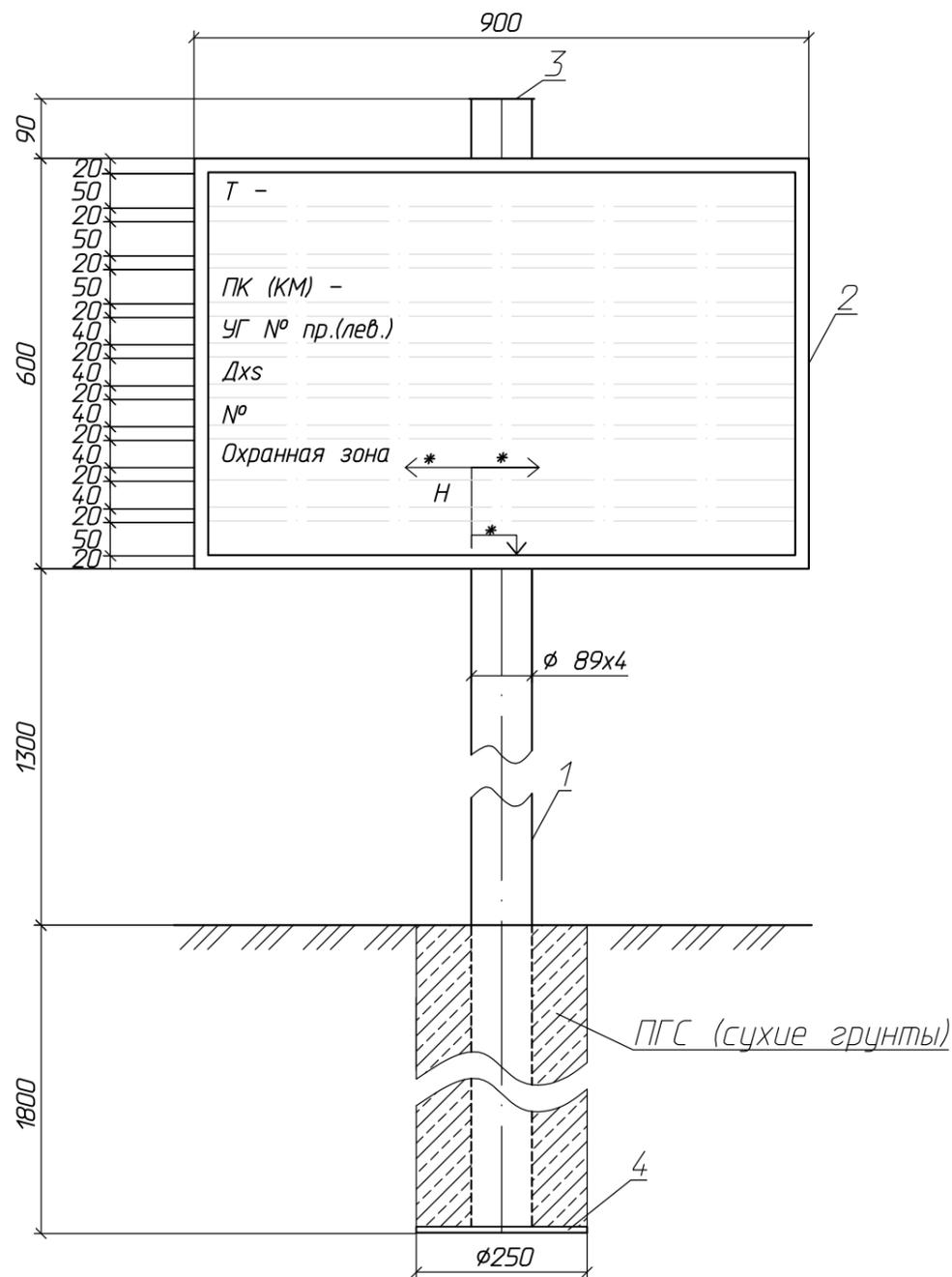
"Обустройство Леккерского месторождения.
Обустройство куста №13бис"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.				Хлопин	06.22	П		1
Проверил				Новоселова	06.22			
Н. контр.				Салдаева	06.22			

Опора под клиновую задвижку.
Общий вид. Разрез 1-1

ООО "НИПИ нефти
и газа УГТУ"

Опознавательный знак



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	89x4 В ст10	Труба стальная электросварная прямошовная	3,8	8,38	м. труба II сорта
2	Лист Б-ПН-2 ВстЗсп	Пластина 900x600	1	8,47	
3	Лист Б-ПН-2 ВстЗсп	Заглушка ϕ 90	1	0,13	
4	Лист Б-ПН-2 ВстЗсп	Заглушка ϕ 250	1	2,95	
Материалы					
		Грунтовка полиуретановая	1,51		кг
		Эмаль полиуретановая	0,56		кг
		Эмаль акрилуретановая	0,54		кг

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

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
Т	Наименование трубопровода
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.)
Дхs	Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм
№	Номер телефона эксплуатирующей организации
Охранная зона	Расстояние от оси по обе стороны от трубопровода, м
Н	Глубина залегания трубопровода до верхней образующей, м
*	Значение расстояния охранной зоны и глубины залегания трубопровода, м

- Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу на расстоянии не более четырех метров от его оси. Наименование трубопровода указывает эксплуатирующая организация.
- Опознавательные знаки установить не менее чем через 500 м друг от друга, на углах поворота трассы, на переходе через автодороги с двух сторон, при пересечении водных преград с двух сторон, при пересечении коммуникаций.
- 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 наносится методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного УФ-принтера. Поясняющие надписи выполнить в соответствии с типовым альбомом цветовых решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Кому".
- Сверху на трубу (поз. 1 спецификации) приварить заглушку (поз. 3 спецификации). Данную конструкцию покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м², (площадь окраски одной конструкции - 0,01 м²).

61-01-НИПИ/2021-ИОС7.3.Г10

"Обустройство Леккерского месторождения.
Обустройство куста №13бис"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Хлопин			07.22	П		1
Проверил		Новоселова			07.22			
Н. контр.		Салдаева			07.22	Опознавательный знак. Общий вид		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"