



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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

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

**РЕКОНСТРУКЦИЯ НЕФТЕПРОВОДА  
МНС-3 «ВАРАНДЕЙ» - УПН «ВАРАНДЕЙ»**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

**Книга 1 «Решения по трубопроводам»**

**41-01-НИПИ/2021-ТКР1**

**Том 3.1**

Заместитель Генерального директора –  
Главный инженер

М.А. Желтушко

Главный инженер проекта

А.П. Викулин

2022

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



## Содержание

<b>1</b>	<b>Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта .....</b>	<b>3</b>
1.1	Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта.....	5
1.2	Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта.....	6
1.3	Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта.....	8
<b>2</b>	<b>Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта.....</b>	<b>11</b>
<b>3</b>	<b>Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта .....</b>	<b>12</b>
<b>4</b>	<b>Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта ..</b>	<b>14</b>
<b>5</b>	<b>Сведения о категории и классе линейного объекта .....</b>	<b>15</b>
<b>6</b>	<b>Сведения о проектной мощности линейного объекта .....</b>	<b>16</b>
<b>7</b>	<b>Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта .....</b>	<b>17</b>
7.1	Общие решения по трубопроводам.....	17
7.2	Общие сведения.....	19
7.3	Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов .....	21
7.4	Результаты расчётов.....	21
7.4.1	Результат расчёта промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость .....	21
7.5	Система Электроснабжения .....	22
7.5.1	Общие сведения .....	22
7.5.2	Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности	23

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Хлопин			06.22
Проверил		Новоселова			06.22
Н. контр.		Салдаева			06.22
ГИП		Викулин			06.22

Проект полосы отводы.  
Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	44
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

7.5.3	Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите объектов производственного назначения.....	23
8	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта.....	25
9	Перечень мероприятий по энергосбережению .....	27
10	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест.....	28
11	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта .....	29
12	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта .....	33
12.1	Объем контроля и автоматизации .....	33
12.2	Телемеханизация куста скважин .....	34
12.3	Технические средства автоматизации.....	34
13	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности» .....	37
14	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность .....	39
15	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях.....	40
	Библиография .....	41

Инв. № подл.						Подп. и дата	Взам. инв №	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т		Лист
								2

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

Настоящая проектная документация разработана на основании задания на проектирование объекта «Реконструкция нефтепровода МНС-3 «Варандей» - УПН «Варандей», утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» И.В. Шараповым.

В настоящем томе предусматривается строительство нефтегазопровода от МНС-3 «Варандей» Варандейского 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	
Нефтепровод МНС-3 «Варандей» - УПН «Варандей»	Н	273x8	9508	III	II	4,0
Примечание: Н – нефтегазопровод						

В административном отношении район работ расположен в Архангельской области, Ненецкий автономный округ, МО МР «Заполярный район», Варандейское месторождение.

По типу рельефа, в округе насчитывается пять обособленных геоморфологических районов: Канинский кряж, Тиманский кряж, Канино-Тиманская тундра, Печорская низменность, хребет Пай-Хой. Канинский кряж и Тиманский кряж.

Территория округа омывается на западе водами Белого, на севере Баренцева и Печорского, на северо-востоке Карского морей, образующими многочисленные заливы - губы: Мезенскую, Чёшскую, Колоколковскую, Печорскую, Хайпудырскую и др.

Печорское море - акватория в юго-восточной части Баренцева моря, между островами Колгуев и Вайгач. «Печорское море» применим к акватории юго-восточной части Баренцева моря. В пределах Печорского моря имеется несколько заливов (губ): Раменка, Колоколкова, Паханческая, Болванская, Хайпудырская, Печорская (самая крупная). Из рек, впадающих в

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							3

море, самой крупной является Печора. Берег от посёлка Варандей до мыса Медынский Заворот у поморов носил название «Бурловый».

В округе имеется густая сеть из небольших рек (в среднем 0,53 км на 1 км<sup>2</sup> площади), характерно обилие мелких озёр, нередко соединённых между собой короткими протоками. Реки относятся к бассейнам морей Северного Ледовитого океана, имеют в основном равнинный характер, а на краях - порожистый. Питание рек осуществляется в большинстве случаев талыми снеговыми водами (до 75 % стока). Дождевые воды имеют подчинённое значение (15-20 % стока), доля подземных вод в питании рек составляет 5-10 % либо практически отсутствует. Подземные воды, за исключением района города Нарьян-Мара, изучены недостаточно. Распределение стока носит резко выраженную сезонность с летней и зимней меженью, большим весенним и незначительным осенним паводками. Длительность ледостава 7-8 месяцев. Толщина льда к концу зимы достигает 0,7-1,2 м, а небольшие тундровые реки промерзают до дна.

Среди рек особое место занимает р. Печора, в пределах округа находится её низовье (220 км) с обширной дельтой. Глубины позволяют морским судам подниматься до Нарьян-Мара. По водности Печора уступает в европейской части России только Волге. Значительны реки Вижас, Ома, Снопа, Пёша, Волонга, Индига, Чёрная, Море-Ю, Коротаиха, Кара, а также притоки Печоры - Сула, Шапкина, Лая, Колва, Адзъва. Среди озёр выделяются Голодная Губа, Городецкое, Варш, Несь, системы озёр: Вашуткинские, Урдюжские, Индигские и др.

По ландшафтному районированию территория района работ приурочена к Канинско-Печорской физико-географической ландшафтной провинции.

Согласно геоботаническому районированию район строительства расположен в Европейско-Западносибирской тундровой провинции и принадлежит к подзоне северных гипоарктических тундр.

В соответствии с почвенно – экологическим районированием участок производства работ располагается в тундровой почвенно климатической зоне, Печорско-Карскому округу (главным образом) тундрово-болотных почв и Большеземельскому округу тундрово-глеевых и болотно-тундровых, в комплексах с мерзлотно-торфянистыми почвами бугорков и болотных мерзлотных почв.

Согласно зоогеографическому районированию район производства работ расположен в пределах субарктического тундрового региона, редколесно – тундровая подобласть, Печерско – Чаунская провинция.

Дороги отсутствуют, передвижение зимой возможно только по зимникам автомобильным и гусеничным транспортом, в летний период - воздушным транспортом и

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т							4
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

морским путем. Административный центр Ненецкого АО - г. Нарьян-Мар - крупный речной и морской порт. Железнодорожный узел - г. Усинск.

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

Территория строительства расположена на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области МО МР «Заполярный район», в географическом отношении – в северо-восточной части Большеземельской тундры на Варандейском нефтяном месторождении.

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

- техногенными отложениями (tIV);
- современными болотными отложениями (bIV);
- аллювиально-морскими (amIV) и морскими (mIV) отложениями голоценовых комплекса.

С поверхности повсеместно до интервала глубин 0,3 м залегает торф избыточно влажный слаборазложившийся (ИГЭ 94). Ввиду малой мощности слоя испытание грунтов методом вращательного среза отсутствует.

Насыпной слой: песок средней крупности средней плотности средней степени водонасыщения (ИГЭ 70). Обнаружен на пересечении проектируемой трассы с автомобильными дорогами, так же в начале и в конце трассы. Мощность техногенного грунта составила 2,3-2,5 м.

Ниже залегает песок пылеватый средней плотности водонасыщенный (ИГЭ 456), мощностью до 6,0 м. Далее обнаружен суглинок пластичномерзлый слабльдистый при оттаивания мягкопластичный (ИГЭ 208). Максимальная мощность слоя составила 12 м, минимальная 8,7 м.

Уровень появления подземных вод зафиксирован на глубинах от 0,3 до 2,7 м на абсолютных отметках 0,54 - 6,86 м, уровень установления подземных вод зафиксирован на глубинах от 0 до 2,5 м на абсолютных отметках 0,84-7,16 м. Водовмещающими отложениями являются аллювиально-морские пески пылеватые. Водоносный горизонт является безнапорным.

Особенностью инженерно-геологического разреза является наличие специфических грунтов, к которым относятся многолетнемерзлые и техногенные грунты.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							5

Категория сложности инженерно-геокриологических условий исследуемого участка – III (сложная).

## 1.2 Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта

Гидрографическая сеть района строительства представлена системой протоков и мелких термокарстовых озер на поверхности периодически затапливаемой современной аллювиально-морской поверхности – «лайды» с возвратно-поступательным, приливно-отливным движением воды. Заболоченность до 25 %.

Все водотоки района исследования имеют незначительные уклоны и малые превышения уровней межени над уровнями Баренцева моря. Вследствие этого обстоятельства, практически все изменения уровней на море (приливы, отливы, сгоны и нагоны) немедленно сказываются и на протоках: векторы скоростей на них переменны, течения носят реверсивный характер и значительную часть меженного периода скорости течения в протоках близки или равны нулю.

Характерной чертой района проведения работ является довольно высокая заозеренность территории (до 15 %), а также наличие большого количества протоков и ручьёв. Большая часть озёр имеет глубину до 1 метра и небольшую площадь водного зеркала.

Значительные площади занимают заболоченные «лайды».

Лайду можно подразделить на низкую лайду – регулярно затапливаемую морскими водами поверхность, изрезанную извилистыми протоками, и высокую лайду – относительно дренированную поверхность, подтопляемую только во время экстремальных нагонов (раз в десятки лет). Рельеф, в целом, сглаженный, уклоны при переходе между низкой и высокой лайдой незначительные (менее 2°). На высокой лайде наблюдается большое количество озер различных размеров и глубиной 0,3 – 0,8 м.

По характеру водного режима реки тундры, протекающие в зоне многолетней мерзлоты, относятся к типу рек с хорошо выраженным весенне-летним половодьем и паводками в теплое время года.

Преобладание в течение года отрицательных температур воздуха приводит к ограниченности периода стока, в особенности – у малых водотоков, несущих свои воды в Баренцево море, для которых период прекращения стока зимой достигает 6-7 месяцев. Низкие температуры воздуха обуславливают аккумуляцию большей части годового количества атмосферных осадков в виде снега - основного источника питания рек. За счет талых, снежных вод почти полностью осуществляется сток весеннего половодья (более 80 %). Доля

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							6
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

снежного питания в годовом стоке составляет 68 %. Дождевое питание в сочетании с остаточным снеговым составляет 30 %, а на долю подземного приходится не более 2 %.

Начало весеннего снеготаяния приходится, в среднем, на 16 мая, а окончание, за которое принята дата окончательного схода снежного покрова – на 17 июня, то есть продолжительность периода снеготаяния составляет около 30 суток. С этими датами тесно связаны даты наступления характерных этапов половодья.

Начинается половодье в первой декаде июня и продолжается до конца третьей декады июля. Значительно большее разнообразие в характер и сроки прохождения волны половодья вносят условия увлажненности и индивидуальные особенности русла.

Равнинность территории, отсутствие леса, наличие мерзлоты и большая суммарная солнечная радиация в условиях полярного дня обуславливают интенсивное и равномерное таяние снежного покрова с водораздельных пространств. После начала снеготаяния талые воды концентрируются в первичной ручейковой и овражно-балочной сети, почти сплошь заполненной плотными массами снега, накапливаются в отрицательных формах рельефа в толще снеговой массы, за снежными плотинами в оврагах и балках.

С переходом среднесуточных температур воздуха через 0 °С, который на участке изысканий приходится на 1 – 8 июня, начинается интенсивное поступление воды в реки, и в первые 8-12 суток, до пика половодья, проходит 20-25 % всего стока половодья. Подъем уровней резкий, до 70 см/сут., пик острый, в общем случае – одновершинный, но при заторах и возвратах холодов могут наблюдаться дополнительные пики уровней, и вершина хронограммы приобретает растянутый пилообразный характер. Пик половодья в средний по водности год, приходится на середину июня, смещаясь в маловодные годы на начало июня.

Озера на водосборах, являясь дополнительным аккумулятором талых вод, влияющим на формирование максимального расхода путем снижения уклонов, увеличения времени добега и возрастания испарения с открытой водной поверхности, снижают величину максимального расхода.

Болота в бассейнах рек сосредоточены, в основном, по долинам рек и логов, и представлены маломощными, полигональными в сочетании с травяными и мохово-травяными болотами, не влияющими, в силу своей маломощности и мерзлого состояния, на величину максимального расхода.

Формирование стока в летне-осеннюю межень происходит за счет дождевых осадков и снеготаяния, доля которого в общем, меженном объеме стока составляет около 50 %. В виду незначительной мощности оттаивающей торфяной массы болот на водосборе и низкой водности рек, преддоставный подъем уровней на реках и протоках не характерен, или, по крайней мере, не является закономерным.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист 7
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Самым маловодным и продолжительным сезоном является зимняя межень, наступающая с переходом среднесуточной температуры воздуха через 0 °С, но, более целесообразно связывать начало зимней межени с датой перехода температуры воды через 0,2 °С как точку, непосредственно предшествующую началу ледовых явлений, то есть в период 7 – 10 октября.

Уже в начале периода подземный приток – единственный источник питания в этот период – быстро истощается, в виду наличия многолетней мерзлоты на водосборе и быстрого промерзания оттаявшего за лето незначительного поверхностного слоя почвы, расходы воды интенсивно падают и к середине ноября большинство рек района перемерзают. В перемерзших руслах остаются до весны только узкие, зачастую не связанные между собой полосы лежащего на грунте льда, обозначающие границы водного потока на момент промерзания. Местами остаются до весны изолированные ямы с водой.

На участке изысканий, на реки и протоки, в меженные периоды четко сказывается влияние непериодических колебаний уровней Баренцево моря. При этом, «при прохождении ярко выраженной волны весеннего половодья сгонно-нагонные явления обычно затушевываются».

Так как район изысканий располагается вблизи Баренцево моря, то на формирование уровенного режима оказывает влияние приливы-отливы моря. Средний многолетний уровень составляет – 0,4 м БС. Существенное влияние оказывают метеорологические и гидрологические факторы.

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

Объект строительства расположен на территории, относящейся к строительно-климатическому подрайону ПГ.

Климат Ненецкого автономного округа формируется преимущественно под воздействием арктических и атлантических воздушных масс. С запада на восток округа и при продвижении вглубь материка усиливается континентальность климата. Частая смена воздушных масс, перемещение атмосферных фронтов и связанных с ними циклонов обуславливают неустойчивую погоду.

Среднегодовая температура воздуха минус 5,6 °С, средняя температура воздуха наиболее холодного месяца февраля минус 19,2 °С, а самого жаркого – июля плюс 8,9 °С. Абсолютный минимум температуры минус 44 °С, а абсолютный максимум плюс 32 °С. Средняя максимальная температура воздуха самого теплого месяца, июля: плюс 13,0 °С.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								8
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Расчетная температура наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 равна минус 40 °С, обеспеченностью 0,92 – минус 39 °С. Расчетная температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 – минус 37 °С, обеспеченностью 0,92 – минус 36 °С.

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

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

Снежный покров образуется 16.X, дата схода 05.VI. Сохраняется снежный покров 236 дней. Максимальная высота снежного покрова наблюдается в апреле и составляет 37 см.

В течение года преобладают ветры юго-западного направлений. С декабря по февраль – юго-западного, а с июня по август – северного, северо-восточного направления. Средняя годовая скорость ветра 6,1 м/с, средняя за январь – 6,8 м/с и средняя в июле – 5,1 м/с.

Вегетационный период со среднесуточными температурами свыше +5° С длится на юге округа 95-110 дней, на севере 72-94 дня.

Климатическая характеристика района работ представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Основные климатические характеристики

Наименование		Значение	
Климатические параметры холодного периода			
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С,	обеспеченностью 0,98	-40	
	обеспеченностью 0,92	-39	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С,	обеспеченностью 0,98	-37	
	обеспеченностью 0,92	-36	
Температура воздуха, °С	обеспеченностью 0,94	-24	
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		-44	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		8,8	
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха °С, периода со средней суточной температурой воздуха	≤ 0 °С	продолжительность	238
		средняя температура	-11,5
	≤ 8 °С	продолжительность	323
		средняя температура	-7,3
	≤ 10 °С	продолжительность	365
		средняя температура	-5,6

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							9

Продолжение таблицы 2

Наименование	Значение
Климатические параметры холодного периода	
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	86
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца, %	85
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	-
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль	ЮЗ
Средняя скорость ветра (м/с) за период со средней суточной температурой воздуха $\leq 8$ °С	6,1
Климатические параметры теплого периода	
Барометрическое давление, гПа	1010
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95	11
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98	15
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	13,0
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	32
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С	7,1
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	86
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %	80
Суточный максимум осадков, мм	46
Преобладающее направление ветра за июнь-август	СВ
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	-

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
										10
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

По карте общего сейсмического районирования России ОСР-2015-А территория строительства попадает в зону самой низкой сейсмичности – не превышает 5 баллов по шкале MSK-64. Категория опасности природного процесса землетрясения – умеренно опасная (интенсивность менее 6 баллов).

Категория опасных природных воздействий территория относится:

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

Криогенное пучение возникает в результате многократных циклов промерзания и протаивания СТС. При наступлении отрицательных температур промерзание идет как сверху, так и снизу, со стороны ММП. При промерзании грунтов криогенное пучение зависит от сочетания основных факторов, определяющих характер и интенсивность его проявления: состав, свойства и сложение грунтов, их предзимняя влажность и температурный режим промерзания. Криогенное пучение грунтов наиболее активно протекает на обводненных участках всех геоморфологических уровней, сложенных супесчано-суглинистыми отложениями.

Для территории строительства характерны следующие нормативные глубины сезонного оттаивания (СТС) по типам грунтов: пески средней крупности – 2,40 м, пески пылеватые – 2,17 м, торфы – 0,87 м (Приложение С).

Расчеты нормативной глубины сезонного промерзания (СМС) по типам грунтов: пески средней крупности – 3,40 м, пески пылеватые – 3,02 м, торфы – 1,75 м (Приложение Т).

Участков распространения бугров пучения не выявлено.

В пределах участка строительства не было выявлено проявлений криогенных оползней и сплывов.

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

Процессы развития криогенного растрескивания не выявлены.

Процессы развития термокарста не выявлены.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								11
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

На основании пространственной изменчивости частных значений показателей физико-механических свойств грунтов, с учетом данных о геологическом строении и литологических особенностях в разрезе выделено 4 инженерно-геологических элемента (ИГЭ):

ИГЭ 70 Насыпной слой: песок средней крупности средней плотности средней степени водонасыщения;

ИГЭ 94 Торф избыточно влажный слаборазложившийся;

ИГЭ 456 Песок пылеватый средней плотности водонасыщенный с примесью органического вещества;

ИГЭ 208 Суглинок пластичномерзлый слабодыстый при оттаивания мягкопластичный.

На участке строительства выделены следующие инженерно-геологические элементы, представленные в таблице 3.

Таблица 3 - Показатели нормативных значений физико-механических свойств грунтов

Показатель		ИГЭ	
		208	
Гранулометрический состав, %	5-2	-	
	2-1	0,5	
	1-0,5	1,6	
	0,5-0,25	1,9	
	0,25-0,1	3,8	
	0,1-0,05	20,	
	0,05-0,01	23,33	
	0,01-0,005	24,16	
	<0,005	24,90	
Влажность суммарная, $W_{tot}$ , %		25,1	
Предел текучести, $W_L$		30,9	
Предел раскатывания, $W_p$		16,9	
Число пластичности, $J_p$ , %		14,1	
Показатель текучести, $I_L$ , д.ед.		0,58	
Влажность за счет ледяных включений, $W_i$		3,8	
Влажность грунта между ледяных включений, $W_m$		21,3	
Влажность за счет незамерзшей воды, $W_w$		11,0	
Влажность за счет порового льда, $W_{ic}$		10,4	
Плотность мерзлого грунта, $\rho$ , г/см <sup>3</sup>		1,83	
Плотность скелета мерзлого грунта, $\rho_d$ , г/см <sup>3</sup>		1,46	
Плотность частиц грунта, $\rho_s$ , г/см <sup>3</sup>		2,70	
Коэффициент пористости, $e$ , д.ед.		0,843	
Льдистость за счет ледяных включений		0,09	
Льдистость за счет порового льда		0,14	
Льдистость суммарная		0,23	
Пористость, %, $n$		46	

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

41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист

12

Показатель	ИГЭ
	208
Степень заполнения объема пор мерзлого грунта льдом и незамерзшей водой $S_r$ , д.ед.	0,668
Засоленность, $D_{sal}$ , %	0,29
Органические вещества, %	-
Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом×м	36
Расчетные давления $R$ , кПа	950
Расчетные сопротивления по грунту или грунтовому раствору $R_{sh}$ , кПа	120

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист

13

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

По характеру распространения и развития подземные воды на территории работ на исследуемой глубине до 15,0 м относятся к надмерзлотным водам. Выделяется водоносный таликовый горизонт, приуроченный к аллювиально-морским отложениям (amIV). Режим непостоянен и зависит от количества атмосферных осадков и темпов оттаивания.

Аллювиально-морские отложения широко распространены в районе работ, слагая верхнюю часть разреза I морской террасы, где часто выходят на дневную поверхность, а также подстилают отложения лайды вдоль проток и рек. большей частью находятся в талом состоянии. Талики формируются под долинами постоянно действующих водотоков, крупными озерами, днищами хасыреев.

Подземные воды по лабораторным данным имеют хлоридный натриевый состав (по классификации Щукарева), который приведен в приложении Р.

По отношению к бетону марки W4 нормальной водонепроницаемости воды являются по содержанию агрессивной углекислоты – среднеагрессивными, по водородному показателю – слабоагрессивными.

Степень агрессивного воздействия жидких сред на бетон марки W6 – слабоагрессивная.

Степень агрессивного воздействия жидких неорганических сред на металлические конструкции – сильноагрессивная.

Степень агрессивного воздействия сред на металлические конструкции – среднеагрессивная ниже уровня грунтовых вод.

Агрессивность подземных вод к свинцовой оболочке кабеля – высокая, к алюминиевой – высокая.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								14
			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 нефтесборные коллекторы относятся ко II категории.

Объем контроля сварных соединений трубопроводов всех категорий составляет 100% радиографическим методом.

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

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

- на переходе через автодорогу и примыкающие к ней участки длиной по 25 м в обе стороны, от подошвы давлением  $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=1,5 \times 4,0=6,0$  МПа в течение 6 часов;
- на узлах линейной запорной арматуры давлением  $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=1,25 \times 4,0=5,0$  МПа в течение 6 часов;
- на переходах через водные преграды в границах 1% УВВ давлением  $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=1,25 \times 4,0=5,0$  МПа в течение 12 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 на прочность участков трубопровода при пересечении водотоков, включая участки по 1000 м давлением  $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=1,25 \times 4,0=5,0$  МПа в течение 12 часов.

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

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

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.	Подп. и дата	Взам. инв. №					41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								15
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

## 6 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Проектируемый нефтепровод предназначен для транспортировки продукции от МНС-3 «Варандей» до УПН «Варандей».

Схема линейного объекта представлена на чертеже 41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г2.

Проектная мощность проектируемого нефтепровода 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 <sup>3</sup> /сут	Добыча нефти, т/сут
МНС-3	Н	4090	570

Рабочее давление нефтепровода 4,0 МПа. Гидравлические потери давления в проектируемом нефтесборный коллекторе не превышают 0,12 МПа/км.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист	
								16
Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №						



– отводов крутоизогнутых с радиусомгиба 1,5Du из высококачественной стали с минимальным пределом прочности - 470 Н/мм<sup>2</sup>, минимальным пределом текучести - 338 Н/мм<sup>2</sup>, классом прочности K48, 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.

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

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

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

При пересечении внутрипромысловых дорог принято заглубление проектируемого трубопроводов не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного футляра методом продавливания, концы защитных кожухов, устанавливаемых на участках переходов проектируемого 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 Ду700 для проектируемого трубопровода Ду250 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

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

Взам. инв №

Подп. и дата

Изм. № подл.

41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист

18

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. Для установки использовать ближайшую опору трубопровода. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу.

Своевременное удаление парафина, механических примесей, водяных и газовых скоплений позволит поддерживать пропускную способность трубопровода на проектном уровне. В начале проектируемого трубопровода предусмотрен узел пуска СОД Ду250мм.

Продукты очистки нефтегазопровода из камеры пуска очистных устройств через дренажные трубопроводы Ду100 мм поступают в дренажную емкость  $V=5\text{м}^3$ . Емкости устанавливаются подземно. Дренажные линии камеры пуска оборудуются задвижками клиновыми фланцевыми с ручным управлением Ду100 мм, Ру4,0 МПа.

По трассам проектируемого нефтепровода проектом предусмотрены узлы подключений, береговых задвижек, охранных задвижек. На узлах подключений, береговых задвижек, охранных задвижек предусмотрены задвижки клиновые фланцевые с выдвигаемым шпинделем рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см<sup>2</sup>, вентиль угловой специальный(ВУС) и сигнализаторы прохождения очистного устройства.

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

## 7.2 Общие сведения

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

Проектом предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода после строительства очистным устройством.

Для компенсации перемещения трубопроводов, вызванных изменениями температуры и давления, проектом приняты компенсаторы различных типов. Компенсаторы собираются с помощью сварки из прямолинейных отрезков труб и серийно изготавливаемых отводов.

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

- монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
			41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т					19
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

- монтаж компенсаторов по всей протяженности трасс проектируемого трубопроводов;
- применение теплоизоляции по всей протяженности трасс проектируемого трубопроводов для избегания резких перепадов температур.

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

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

- крепление надземных частей трубопроводов корпусно-хомутowymi технологическими опорами, расположенными на строительных конструкциях;
- применение отводов гнутых, изготовленных из бесшовных труб, для максимального снижения гидравлического сопротивления;
- применение равнопроходной арматуры;
- применение единого диаметра труб на всём протяжении трассы трубопровода;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок.

В соответствии с Приложением №7 Таблица №2 приказа №534 от 15.12.2020 об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" при гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний должны быть установлены опасные зоны, которые должны быть обозначены на местности предупредительными знаками.

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

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

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

Идентификационные сведения об объекте:

- назначение – объект нефтегазодобывающего комплекса;
- все проектируемые трубопроводы являются опасными производственными объектами нефтегазодобывающего комплекса и принадлежат к объектам транспортной инфраструктуры – фонд скважин, промысловые трубопроводы,

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист  
20

функционально-технологические особенности которых влияют на их безопасность (ФЗ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ);

- возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории от ожидаемых воздействий объекта строительства на окружающую среду: нарушение почвенно-покровного слоя, загрязнение грунтов и грунтовых вод, загрязнение поверхностных водотоков, увеличение мощности СТС (при наличии ММП), нарушение естественного температурного режима и влажности грунтов, загрязнение атмосферы в результате выбросов загрязняющих веществ, активизация экзогенных геологических процессов – термокарст и термоэрозия (при наличии), заболачивание, карст, эрозия);
- класс опасности производственного объекта – II (ФЗ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ);
- объект взрывопожароопасный (ФЗ от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ);
- помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют;
- уровень ответственности сооружений – нормальный (ФЗ от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ)

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

Запорная арматура по трассе проектируемого нефтепровода устанавливается на узлах подключения узлах пуска и приема СОД, на узлах береговых задвижек, на узлах охранной задвижки - задвижки клиновые фланцевые с выдвижным шпинделем Ду250.

### **7.4 Результаты расчётов**

#### **7.4.1 Результат расчёта промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость**

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

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

Скорость коррозии нефтепровода не более 0,1 мм год.

Результаты расчета представлены в таблице 5.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					

Таблица 5 – Результаты расчета на прочность промысловых нефтепровода

Диаметр, мм	Сталь	Расчетная температура, °С	Расчетное давление, МПа	Толщина стенки, мм	
				расчетная	принятая
273	20А	80,0	4,0	5,8	8,0

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

## 7.5 Система Электроснабжения

### 7.5.1 Общие сведения

Настоящим проекторной документацией предусматривается электроснабжение электроприводной задвижки.

Электроснабжение потребителей осуществляется от существующей трансформаторной подстанций мощностью 250 кВА.

Для подключения проектируемой задвижки предусматривается установка отходящего автоматического выключателя в РУНН существующей КТП и прокладка кабеля марки ВЗ-ВБШвнг(А)-LS-XЛ по существующим и проектируемым кабельным эстакадам.

В составе проектируемых объектов отсутствуют электрические нагрузки, значительно искажающие форму кривой электрического тока и вызывающие несимметрию напряжения в точках присоединения. Проектируемые технические средства (ТС), искажающие синусоидальность формы кривой тока и напряжения, соответствуют нормам эмиссии гармонических составляющих тока, установленных ГОСТ 30804.3.2-2013, и их подключение к ТОП не вызывает превышение уровней электромагнитной совместимости, установленных ГОСТ 32144-2013. Коэффициент искажения синусоидальности кривой находится в пределах допустимых 8%. Частотные преобразователи насосных агрегатов комплектуются фильтрами гармоник.

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист				
								Взам. инв №	Подп. и дата	Инд. № подл.	22

Принятые схемы электроснабжения представлены в графической части, см. лист 41-01-НИПИ-2021-ТКР1.Г5.

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

Потребителем электроэнергии являются электроприводная задвижка, установленная на нефтепроводе МНС-3 "Варандей" - УПН "Варандей". Для сетей ~380/230 В принята система заземления с глухозаземленной нейтралью (TN-S) по ГОСТ Р 50571.1-2009.

Основные электротехнические показатели электроприводной задвижки:

- установленная мощность 1,5 кВт;
- расчетная мощность 1,5 кВт;
- расчетный ток 2,27 А;
- годовой расход электроэнергии 1,5 тыс.кВт•ч.

Категория электроснабжения – III по ПУЭ 7–е изд.

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

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

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							23

В качестве естественного заземляющего устройства используются проектируемые фундаменты сооружений, эстакад. Проектной документацией предусматривается заземление надземных участков трубопроводов.

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

Защита от прямых ударов молнии дыхательных клапанов ёмкостей и взрывоопасных зон над ними выполняется проектируемым молниеотводом высотой 19 м. Надежность защиты от ПУМ-0,9 согласно СО 153-34.21.122.

План заземления см. 41-01-НИПИ-2021-ТКР1.Г6.

План молниезащиты см. 41-01-НИПИ-2021-ТКР1.Г7.

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв №		Лист	
						24
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т						Лист
						24

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

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

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

Машины и механизмы	Марка	Количество
Трелевочный трактор	ТТ-4М	1
Корчеватель-собираатель	на тракторе Т-100	1
Экскаватор	ЕТ-14; ковш 0,65 м <sup>3</sup>	1
Бульдозер	Т-9.01Я	1
Бульдозер болотной модификации	Б10Б.2121-2В4; 130 кВт	1
Автомобильный кран	КС-35714-2; груз. 17 т	1
Трубоукладчик	ТР12.22.01, на базе трактора Т10МБ.0121-5; 132 (180) кВт(л.с.)	4
Сваебойная установка	СП-49 на базе трактора Т-130БГ-1	1
Агрегат сварочный	АДД-2х2502	2
Передвижная электростанция	АД40С-Т400-Р	1
Пневмотрамбовка	ТР-4	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
Автомобиль самосвал	КАМАЗ-65115; 219 кВт, груз. 10 м <sup>3</sup>	2

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

41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист

25

Продолжение таблицы 6

Машины и механизмы	Марка	Количество
Дизельная компрессорная станция	ЗИФ-ПВ-6/0,7	1
Топливозаправщик	АТЗ-10; на базе УРАЛ 4320-1912-40	2
Авторемонтная мастерская	МТО-АТ-М1 на базе УРАЛ 4320-10	1
Сигнализатор горючих газов и паров	СГГ-4М	1
Установка для продавливания	УБПТ-400-Д-70-7	1
Разъемный электрический труборез для безогневой резки труб	ТР-80; 1,0-2,0 кВт	1
Автоцистерна	Урал ОТА-6,2 на шасси Урал-5557	2
Лаборатория контроля качества трубопроводов	на базе УРАЛ 4320-40	1
Агрегат наполнительно-опрессовочный	АНО-161; давление 130 кгс/см <sup>2</sup>	1
Компрессорная установка	СД-9-101М; шасси КАМАЗ-43118	1
Вахтовая автомашина	ГАЗ-3308, вместимость 20 чел.	1
Примечание - Наименование и количество основных строительных машин, механизмов и транспортных средств уточняется при разработке проектов производства работ в соответствии с номенклатурой имеющейся техники подрядной и субподрядных организаций		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №							Лист	
			41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т							26
			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 проектируемого трубопроводов.

Для тепловой изоляции проектируемого трубопроводов предусмотрено применение труб и фитингов в заводской теплоизоляции ППУ толщиной 98 мм с покровным слоем для надземных труб в оцинкованной оболочке ППУ-ОЦ, а для подземных в металлополимерной оболочке ППУ-МП толщиной 0,7 мм.

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

Для теплоизоляции сварных стыков применяется комплект из скорлуп из пенополиуретана толщиной 98(100) мм для надземных труб в оцинкованной оболочке ППУ-ОЦ, а для подземных в металлополимерной оболочке ППУ-МП толщиной 0,7 мм.

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

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					Лист	
								27
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

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

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

Обслуживание проектируемого 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	Инд. № подл.	41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т		Лист
											28

## 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 проектируемого 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	41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист	
								29
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

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

41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т

Лист  
30

- 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;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								31
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

- 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	
						32
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		
41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т						Лист
						32

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

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

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

### 12.1 Объем контроля и автоматизации

Объем контроля и автоматизации, предусматриваемый данным проектом выполнен в соответствии с СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015, графически представлен на чертеже 41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г2.

Объектами автоматизации и телемеханизации являются:

- емкость дренажная,  $V=5\text{м}^3$  (1 шт.);
- электроприводная задвижка (1 шт.).

#### Дренажная емкость

Проектом предусматривается:

- местное измерение текущего уровня в емкости.

#### Электроприводная задвижка

Проектом предусматривается:

- управление задвижкой электроприводной на узле подключения к существующей камере приёма СОД: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае пожара или аварии на территории УПН «Варандей»; в ручном режиме - либо по месту, либо с АРМ-оператора диспетчерского пункта, сигнализация состояния (открыто/закрыто/неисправность);
- сигнализация состояния (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист	
								33
Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №						

## 12.2 Телемеханизация куста скважин

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

Обмена информацией между СУ КП ТМ и диспетчерским пунктом предусматривается существующей системой связи на УПН «Варандей». Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Объем информации, передаваемой в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
<b>ЭЛЕКТРОПРИВОДНАЯ ЗАДВИЖКА</b>			
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть/закрыть; открыта/закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x

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

## 12.3 Технические средства автоматизации

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

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

– для местного измерения уровня используются уровнемеры поплавковые верхнего монтажа УПВ (IP67) производства ООО «КСР-2», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации.

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							34

Заземление средств автоматизации и телемеханизации выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ. По месту приборы заземляются согласно требованиям изготовителей приборов.

В соответствии с требованиями ПУЭ, ВНТП 3-85 электроснабжение средств автоматизации и телемеханики на площадке узле электроприводной задвижки предусматривается по 1-й категории надежности электроснабжения.

Безопасность функционирования запроектированных средств автоматизации, в частности, методы заделки мест прохода проводок средств автоматизации через ограждающие строительные конструкции, обеспечивающие требуемую огнестойкость этих конструкций и предотвращение распространения огня, выполняется в соответствии с ПУЭ.

Для кабельных линий, прокладываемых во взрывоопасных зонах предусмотрен кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем СКАБ250нг(А)-HF-XЛ Nx2xS (или аналогичный) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий, прокладываемых вне взрывоопасных зон предусмотрены кабели КВВГЭнг(А)-LS/МКЭШВнг(А)-LS Nx2xS (или аналогичные) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм<sup>2</sup>. При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП77.13330.2016.

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

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

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

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

						41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		35

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв №		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т		Лист
								36

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

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

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

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

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

В ТПП «ЛУКОЙЛ-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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
							37

С целью предотвращения возможных террористических актов выполняться 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 выполняться следующие мероприятия:

- проводятся периодические корректировки планов эвакуации работников нефтепромыслов из административно-бытовых помещений;
- отрабатываются действия работников нефтепромысла на случай обнаружения подозрительных предметов, проводятся практические занятия с руководящим составом по вопросам повышения бдительности на объектах нефтедобычи и порядке действий в случае возникновения ЧС с последующим инструктированием всех работников на местах;
- проводятся периодические профилактические осмотры административных зданий, бытовых помещений, объектов социально-бытового назначения в вахтовых пунктах совместно с сотрудниками территориальных отделов внутренних дел;
- проводятся дополнительные инструктажи бригад обслуживания, осуществляющих периодический осмотр трасс промысловых нефтепровода.

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

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

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т							38
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

## 14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

Техническое обслуживание и ремонт оборудования на предприятии осуществляет ремонтное хозяйство.

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

Техническое обслуживание проектируемого 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 №					41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								39
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

Учитывая сложные инженерно - геологические и гидрологические условия трасс (фактором, осложняющим строительство, является повсеместное распространение многолетнемерзлых грунтов, процессы морозного пучения, подтопления и термокарста) проектом принято решение выполнять прокладку трубопроводов надземным способом на свайных основаниях. Такой способ прокладки позволяет беспрепятственно осуществлять контроль технического состояния трубопроводов. Высота прокладки трубопроводов над землёй на участках вечномёрзлых грунтов должна назначаться из условий обеспечения вечномёрзлого состояния грунта под опорами и трубопроводами с учетом условия прокладки части трасс по наращённым существующим опорам. Проектная высота прокладки трубопровода обеспечивает беспрепятственный снегоперенос на всей протяженности проектируемого трубопроводов.

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
						40		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

## 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.  |

Инв. № подл.		Подп. и дата		Взам. инв №	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т					Лист 41

		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	
			41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т							42
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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.

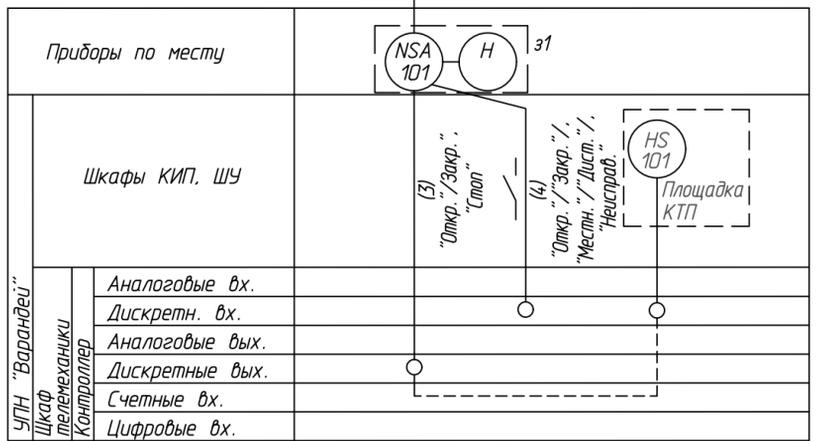
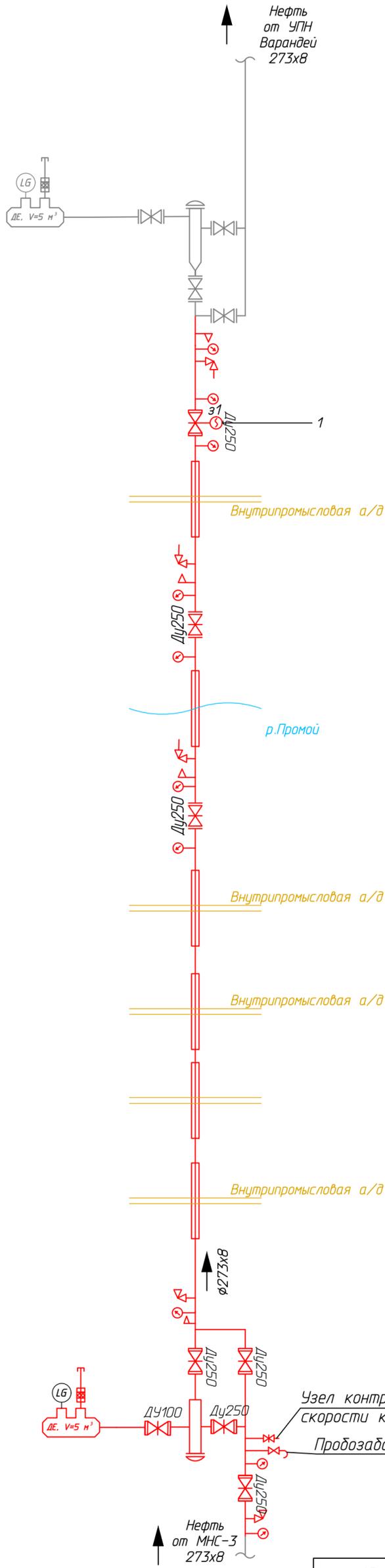
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №					41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист
								43
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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	41-01-НИПИ/2021-ИГДИ	Технический отчет по результатам инженерно-геодезических строительства
55	41-01-НИПИ/2021-ИГИ	Технический отчет по результатам инженерно-геологических строительства
56	41-01-НИПИ/2021- ИГМИ	Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических строительства
57	41-01-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 №					41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Т	Лист	
									44
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.			

Схема линейного объекта.  
Нефтепровод МНС-3 "Варандей" - УПН "Варандей"



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Проектируемый нефтепровод
	Задвижка клиновья
	Затвор обратный
	Спускник
	Манометр
	Вентиль угловой специальный
	Клапан обратный тройниковый
	Камеры пуска и приема очистных устройств
	Дренажная емкость
	Узел контроля скорости коррозии
	Пробозаборник
	Задвижка с электроприводом
	Сигнализатор прохождения очистных устройств
	Автономный уровнемер

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

41-01-НИПИ/2021-ТКР1.Г1					
Реконструкция нефтепровода МНС-3 "Варандей" - УПН "Варандей"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.					06.22
Проверил					06.22
Н. контр.					06.22
Схема линейного объекта. Нефтепровод МНС-3 "Варандей" - УПН "Варандей"					
Стадия	Лист	Листов	ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		
П		1	Формат А4х3		