

**«ОБУСТРОЙСТВО ЯРУДЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
РАСШИРЕНИЕ КУСТОВ. 3 ОЧЕРЕДЬ»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 7 «Технологические решения»

Часть 2 «Линейные трубопроводы»

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2

Том 5.7.2

Инв. № посл.	
Посл. и дата	
Взам. инв. №	

**«ОБУСТРОЙСТВО ЯРУДЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
РАСШИРЕНИЕ КУСТОВ. 3 ОЧЕРЕДЬ»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 7 «Технологические решения»

Часть 2 «Линейные трубопроводы»

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2

Том 5.7.2

Генеральный директор

Р.М. Щедушнов

Главный инженер проекта

А.Б. Лобастов

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

Содержание тома

Обозначения	Наименование	Примечание
Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2-С	Содержание тома 5.7.2	2
Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Текстовая часть	3
	Графическая часть	
Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2-С101-ЛТ1	Нефтегазосборный трубопровод от куста №8 до узла задвижек № 13	
	Лист 1 – Схема трубопровода	158
Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2-С101-ЛТ2	Нефтегазосборный трубопровод от куста №10 до узла задвижек № 15	
	Лист 1 – Схема трубопровода	159

Согласован		

Взам. инв. №

Лист. и дата

Инв. № подл.

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2-С			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Лысов			28.02.22	Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
							П		1
Н. контр.		Лобастов			28.02.22	ООО «ГИПРОНЕФТЕГАЗ»			
ГИП		Лобастов			28.02.22				

Оглавление

1	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	5
2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта.....	9
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта.....	15
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта.....	17
5	Сведения о категории и классе линейного объекта.....	20
6	Сведения о проектной мощности линейного объекта.....	22
6.1	Основные данные	22
6.2	Гидравлический расчет нефтегазосборный трубопроводов	22
6.3	Гидравлический расчет высоконапорных водоводов.....	31
7	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта.....	35
7.1	Назначение трубопровода	35
7.2	Выбор труб и расчет на прочность и устойчивость.....	35
7.2.1	Расчёт нефтегазопровода на прочность.....	37
7.2.2	Расчёт нефтегазопровода на продольную устойчивость	40
7.2.3	Расчет срока безопасной эксплуатации (срока службы) нефтегазопровода.....	42
7.3	Основные технические решения промыслового трубопровода	46
7.3.1	Очистка трубопроводов в процессе эксплуатации.....	49

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						
Разраб.	Лысов				28.02.22	Текстовая часть			Стадия	Лист	Листов
									П	1	155
Н. контр.	Лобастов				28.02.22	ООО «ГИПРОНЕФТЕГАЗ»					
ГИП	Лобастов				28.02.22						

7.4	Технические решения по диагностике трубопроводов на этапе строительства	51
7.5	Запорная арматура.....	53
7.6	Конструктивные решения.....	55
7.6.1	Основные решения по прокладке.....	55
7.6.2	Прокладка трубопроводов на участках многолетнемерзлых грунтов ...	57
7.6.3	Прокладка трубопроводов при пересечении с коммуникациями.....	59
7.6.4	Пересечения с воздушными линиями электропередач.....	61
7.6.5	Переходы трубопроводов через автомобильные дороги	62
7.6.6	Переходы через водные преграды	65
7.7	Изоляция трубопроводов.....	65
7.8	Электрохимзащита	69
7.9	Балластировка трубопроводов	69
7.10	Очистка полости и испытание трубопровода.....	72
7.10.1	Очистка трубопроводов	72
7.10.2	Испытания трубопровода.....	73
7.10.3	Общие требования к проведению испытаний трубопроводов.....	75
7.11	Контроль качества и операционный контроль	76
8	Перечень мероприятий по энергосбережению.....	81
9	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства объекта.....	82
10	Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности	83
10.1	Организация и оснащение рабочих мест	85
10.2	Режим труда и отдыха.....	88
10.3	Охрана и условия труда работников	90
10.4	Факторы производственной среды	96
10.5	Параметры микроклимата производственных объектов.....	99
10.6	Производственный шум.....	102

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ						Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2

10.7	Вибрация	105
10.8	Освещение.....	107
10.9	Электромагнитные излучения.....	109
10.10	Качество воздуха	111
10.11	Тяжесть и напряженность трудового процесса.....	113
10.1.1	Тяжесть труда.....	113
10.1.2	Напряженность трудового процесса.....	115
10.12	Общая гигиеническая оценка.....	117
10.13	Медицинские осмотры.....	118
10.14	Правила обеспечения специальной одеждой, обувью и другими средствами индивидуальной защиты.....	121
11	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства	125
12	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность.....	129
13	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	130
14	Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению	131
15	Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности.....	133
16	Оценка возможных аварийных ситуаций	138
17	Сведения об опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных зон.....	144
18	Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий, в том числе план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов	145
19	Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод.....	149
20	Обоснование пространственной жесткости конструкций.....	150

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		3

- 21 Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов..... 152**
- 22 Ссылочные нормативные документы..... 153**

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ			

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

Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейных объектов, приведены в материалах инженерных изысканий, выполненных ООО «Урал Гео Групп».

В административном отношении район изысканий расположен на Ярудейском месторождении в Надымском районе Ямало-Ненецкого автономного округа.

Ближайшие населенные пункты расположены: - г. Надым в 102 км на юго-восток, г. Салехард в 200 км на северо-запад от объекта. Сообщение между Ярудейским лицензионным участком и г. Надымом происходит круглогодично по автомобильной дороге с твердым покрытием Надым-Салехард до 110 км, от 110 км до Ярудейского месторождения через р. Ярудей, по автомобильной дороге с твердым покрытием еще 50 км.

Согласно гидрологическому районированию, изыскиваемая территория относится к району лесотундры.

Реки лесотундровой зоны, как правило, имеют небольшие размеры. Многие представляют собой короткие водотоки, соединяющие многочисленные озера. Вследствие равнинности рельефа и близкого залегания к земной поверхности мерзлоты, реки тундры имеют мелкие долины, извилистые русла и низкие берега.

Водотоки района изысканий относятся к правобережной части бассейна реки Обь (нижнее течения) и являются её притоками различного порядка. Преобладают малые реки и ручьи длиной менее 10 км.

Климат данной территории очень суров. Зима продолжительная, холодная. Лето сравнительно короткое, но теплое, поздние весенние и ранние, осенние

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

заморозки, короткие переходные сезоны весна и осень. Холодное Карское море, являясь источником холода летом и сильных ветров зимой, увеличивает суровость климата. Его влияние проявляется в незначительном понижении летних температур. В холодное время года при преобладании антициклонической, малооблачной погоды имеет место сильное выхолаживание материка.

Объект изысканий расположен:

1. В холодном климатическом районе и классифицируется по воздействию климата на технические изделия и материалы как I2 (ГОСТ 16350-80);
2. В климатическом районе ПГ в соответствии со схематической картой климатического районирования для строительства А.1 (СП131.13330.2020);
3. В северной строительно-климатической зоне (2 зона) с суровыми условиями (СП131.13330.2020).
4. Согласно СП34.13330.2012 объект расположен в П1 дорожно-климатической зоне.

Климатическая характеристика района изысканий принята согласно Аналитической справке по договору № 18-18-ТФ на предоставление гидрометеорологической информации по данным метеорологических станций Антипаюта, Тазовское, Уренгой, Тарко-Сале, Ныда, Игарка, Оренбург. ФГБУ «ВНИИГМИ – МЦД», 2018 г. по ближайшей метеостанции – Ныда, расположенной в 95 км северо-восточнее, с привлечением отдельных характеристик по метеостанции Салехард, согласно СП 131.13330.2020.

В целом для этого района характерен резко континентальный климат с суровой продолжительной зимой и непродолжительным прохладным летом, короткими переходными – весенним и осенним сезонами. Безморозный период очень короткий. Резкие колебания температуры в течение года и даже суток.

Среднегодовая температура воздуха минус 7°С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января, минус 24°С, а самого жаркого – июля, плюс 14,2°С. Абсолютный минимум температуры приходится на январь – минус 53,2°С, абсолютный максимум – на июль – плюс 35,2°С. Продолжительность

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
					6								

10-минутному интервалу осреднения скорости ветра на высоте 10 м над поверхностью земли.

- к II району, нормативная толщина гололедной стенки для высоты 10 м над поверхностью земли, $b_э$ равна 15 мм (рис. 2.5.2 и табл. 2.5.3 ПУЭ-7). Районирование по гололеду производится по максимальной толщине стенки отложения гололеда цилиндрической формы при плотности 0,9 г/см³ на проводе диаметром 10 мм, расположенном на высоте 10 м над поверхностью земли, повторяемостью 1 раз в 25 лет.

- среднегодовая продолжительность гроз 10 – 20 ч.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

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

Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейных объектов, приведены в материалах инженерных изысканий, выполненных ООО «Урал Гео Групп».

Район работ расположен в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых грунтов. Мерзлота сливающегося типа распространена повсеместно по площади и глубине.

На участке строительства были проведены замеры блуждающих, блуждающие токи не выявлены.

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

Среди инженерно-геологических процессов и явлений, негативно влияющих на инженерно-геологическую обстановку, на территории изысканий выявлены процессы интенсивного заболачивания, подтопления, сезонного пучения грунтов и процессы, связанные с распространением многолетнемерзлых пород.

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

Процессу заболачивания благоприятствует приуроченность района к зоне избыточного увлажнения при малой испаряемости, слабая в целом расчлененность междуречных пространств, ограниченность инфильтрации поверхностных вод в области распространения покровных отложений преимущественно супесчано-суглинистого состава.

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
								9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Подтопление территорий подземными водами ведет к водонасыщению грунтов оснований, ухудшению их деформационных характеристик и изменению напряженного состояния сжимаемой толщи основания. Водонасыщение грунтов при подъеме подземных вод может привести к дополнительным деформациям оснований, в том числе вследствие дополнительных осадков.

На участках распространения талых грунтов с уровнем грунтовых вод менее 3 м согласно СП 22.13330.2016 п.5.4.8 по характеру подтопления относится к естественно подтопленной территории; согласно СП 11-105-97 (часть II, приложение И) территория относится к подтопленной в естественных условиях.

На участках распространения мерзлых грунтов в теплый период года в слое сезонного оттаивания формируется горизонт надмерзлотных вод. Согласно СП 22.13330.2016 п.5.4.8 по характеру подтопления относится к естественно подтопленной территории; согласно СП 11 105-97 (часть II, приложение И) территория относится к сезонно (ежегодно) подтапливаемой.

Надмерзлотные воды слоя сезонного оттаивания на период изысканий (ноябрь-декабрь 2021 г.) вскрыты на глубине 0,3-7,0 м, и распространяются в пределах описываемой территории, однако фильтрационные потоки функционируют лишь в летне-осенний период. Мощность водоносного горизонта определяется мощностью слоя сезонного оттаивания и, в целом по району, изменяется от 2,3 до 6,5 м. Водовмещающими грунтами служат четвертичные отложения различного возраста и генезиса.

На участках, где грунтовые воды залегают глубоко, согласно СП 22.13330.2016 п.5.4.8 территория по характеру подтопления относится к неподтопленной; согласно СП 11-105-97 (часть II, приложение И) территория относится к неподтопленной.

Согласно СП 115.13330.2016 категория опасности по потенциальной площадной пораженности территории подтоплением – весьма опасная.

На участке изысканий вследствие слаборасчлененного рельефа, а также в результате превышения осадков над испарением, отмечается высокая обводненность.

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

В процессе эксплуатации объектов возможно ухудшение свойств грунтов, в связи с подъемом уровня подземных вод, а также с возникновением технологических аварий, в связи с этим, в проекте должны предусматриваться соответствующие защитные мероприятия, в частности: гидроизоляция подземных конструкций, мероприятия, ограничивающие подъем уровня подземных вод, исключаяющие утечки из водонесущих коммуникаций и т.п. (дренаж, противодиффузионные завесы, устройство специальных каналов для коммуникаций и т.д.); мероприятия, препятствующие механической или химической суффозии грунтов (дренаж, шпунт, закрепление грунтов) и т.д.

Мероприятия по инженерной защите территории от подтопления рекомендуется принять согласно СНиП 2.06.15-85 и главе 10 СП 116.13330.2012.

В геокриологическом отношении территория изысканий относится к зоне сплошного развития многолетнемерзлых грунтов (ММГ). Термокарст является одним из наиболее распространенных и опасных криогенных процессов в данном регионе.

На исследуемой территории на период изысканий наличие, распространение, интенсивность развития и контуры проявления геологических, инженерно-геологических и криогенных процессов (термоэрозия, термоабразия, солифлюкция, термокарст, наледеобразование, морозобойное растрескивание) не выявлены.

Исследуемая территория с поверхности на глубину сезонного промерзания и оттаивания, сложена суглинком мягкопластичной и текучепластичной консистенции, которые предрасположены к морозному пучению.

Сезонно-талый и сезонно-мерзлый слои (СТС, СМС) представляют собой верхние горизонты толщ соответственно мерзлых или талых пород, подвергающихся сезонным преобразованиям.

Процессы сезонного промерзания пород развиты повсеместно; протаивания – на участках развития мерзлоты. Минимальные глубины сезонного протаивания и промерзания характерны для торфов, особенно влажных. Максимальные глубины сезонного протаивания и промерзания характерны для песков малой степени водонасыщения на возвышенных незатененных участках.

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		11

Процессы морозного пучения и вызванные ими криогенные образования определяются влиянием вещественного состава и влажности грунтов СТС, температурного режима пород, условиями промерзания. Процессом морозного пучения охвачена вся площадь в пределах рассматриваемой территории.

При сезонном промерзании грунты увеличиваются в объеме, что сопровождается подъемом поверхности грунта и возникновением сил морозного пучения грунта, действующих на фундамент. При оттаивании происходит осадка пучинистого грунта.

Морозное пучение грунтов проявляется на участках, сложенных с поверхности глинистыми грунтами, водонасыщенными песками, при глубине залегания грунтовых вод до 2 м. Исследуемая территория с поверхности до глубины 1,5-2,5 м в основном сложена глинистыми грунтами, песками пылеватыми водонасыщенными, эти грунты предрасположены к морозному пучению.

Согласно СП 115.13330.2016 категория опасности по потенциальной площадной пораженности территории пучением – весьма опасная.

Учитывая большую мощность промерзания талых грунтов в зимнее время, они проявляют значительные деформации сезонного пучения и усадки.

Процессы сезонного промерзания и сопровождающие их процессы физического и химического выветривания способствуют систематическому изменению характера сложения грунтов – их разуплотнению.

В зоне сезонного промерзания залегают глинистые и песчаные грунты.

Степень морозной пучинистости грунтов определена согласно таблицы Б.27 ГОСТ 25100-2020.

По степени морозной пучинистости:

- суглинок желтовато-серый, тугопластичный (ИГЭ-203) – среднепучинистый;
- суглинок серый, мягкопластичный (ИГЭ-204) – сильнопучинистый;
- суглинок желтовато-серый, текучепластичный (ИГЭ-205) –

Взам. инв. №						Лист
Подп. и дата						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ
Инв. № подл.						Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

сильнопучинистый;

- песок серый, пылеватый, средней плотности, водонасыщенный, с прослойками супеси серой, текучей (ИГЭ-446) – слабопучинистый;

- насыпной слой: песок желтовато-серый пылеватый, средней плотности, средней степени водонасыщения, с прослойками суглинка тугопластичного и супеси пластичной (ИГЭ-446) – слабопучинистый;

- суглинок серый, пластичномерзлый, слабольдистый, слоистой криотекстуры, в талом состоянии текучепластичный (ИГЭ-209) – сильнопучинистый;

- супесь серая, пластичномерзлая, слабольдистая, слоистой криотекстуры, в талом состоянии текучая (ИГЭ-309) – среднепучинистый;

- песок серый, пылеватый, твердомерзлый, слабольдистый, массивной криотекстуры, в талом состоянии водонасыщенный, с прослойками супеси пластичномерзлой (ИГЭ-448) – слабопучинистый.

Природные процессы по степени опасности (табл. 5.1 СП 115.13330.2016) характеризуются как весьма опасные (сезонное морозное пучение, подтопление подземными водами, заболачивание территории, процессы, связанные с распространением многолетнемерзлых пород).

Интенсивность сейсмических воздействий согласно СП 14.13330.2018, для района производства работ составляет 5 баллов (карта ОСР-2015-С) по шкале MSK-64. Грунты по сейсмическим свойствам, согласно СП 14.13330.2018, в талом состоянии относятся преимущественно к III категории, в мерзлом - ко II.

Согласно СП 115.13330.2016 территория изысканий по сейсмичности относится к умеренно опасной.

В процессе проектирования и строительства необходимо предусмотреть достаточные защитные мероприятия на участках встреченных процессов и в местах возможного возникновения и развития данных процессов на территории изысканий.

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							13
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

В случае активизации негативных процессов в зоне влияния инженерных сооружений следует проводить дополнительные защитные мероприятия с учетом особенностей проявления опасных процессов.

При соблюдении технологии строительства ухудшения инженерно-геологических условий площадки не произойдет.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							14

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

Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта, приведены в материалах инженерных изысканий, выполненных ООО «Урал Гео Групп».

На основании пространственной изменчивости, частных значений показателей физико-механических свойств грунтов, определенных лабораторными методами, в соответствии с ГОСТ 20522-2012, СП 22.13330.2016, ГОСТ 25100-2020 с учетом данных о геологическом строении, литологических особенностях, приведенных на инженерно-геологических разрезах, на участке изысканий выделено 9 инженерно-геологических элементов (ИГЭ) и 2 слоя:

Слой 60 (pd QIV) – Почвенно-растительный слой, вскрытая мощность 0,1-0,3 м;

ИГЭ – 70 (t QIV) – Насыпной слой: песок желтовато-серый пылеватый, средней плотности, средней степени водонасыщения, с прослойками суглинка тугопластичного и супеси пластичной, вскрытая мощность 0,4-6,6 м.

Талые грунты:

ИГЭ – 203 (1a QIII) Суглинок желтовато-серый, тугопластичный, вскрытая мощность 1,0-8,4 м;

ИГЭ – 204 (1a QIII) Суглинок серый, мягкопластичный, вскрытая мощность 1,6-13,8 м;

ИГЭ – 205 (1a QIII) Суглинок желтовато-серый, текучепластичный, вскрытая мощность 1,2-4,3 м;

ИГЭ – 446 (1a QIII) Песок серый, пылеватый, средней плотности, водонасыщенный, с прослойками супеси серой, текучей, вскрытая мощность 1,5-3,5 м;

ИГЭ – 932 (b QIV) Торф коричневый, среднеразложившийся, $0.05 < t < 0.10$ кгс/см², вскрытая мощность 0,6 м.

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							15
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Многолетнемерзлые грунты:

ИГЭ – 209 (Ia QIII) Суглинок серый, пластичномерзлый, слабльдистый, слоистой криотекстуры, в талом состоянии текучепластичный, вскрытая мощность 1,4-14,5 м;

ИГЭ – 309 (Ia QIII) Супесь серая, пластичномерзлая, слабльдистая, слоистой криотекстуры, в талом состоянии текучая, вскрытая мощность 2,3-10,0 м;

ИГЭ – 448 (Ia QIII) Песок серый, пылеватый, твердомерзлый, слабльдистый, массивной криотекстуры, в талом состоянии водонасыщенный, с прослойками супеси пластичномерзлой, вскрытая мощность 2,5-9,5 м.

По данным лабораторных исследований коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали по удельному электрическому сопротивлению грунта (Ом*м) – высокая, по средней плотности катодного тока I_k (А/м²) – высокая (табл.1 ГОСТ 9.602-2016) (приложение Ж).

По данным полевых исследований коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали по удельному электрическому сопротивлению грунта (Ом*м) для талых грунтов – средняя, для многолетнемерзлых грунтов – низкая (табл.1 ГОСТ 9.602-2016) (приложение Р).

По отношению к бетону на портландцементе марки W4 по водонепроницаемости коррозионная агрессивность грунта – сильноагрессивная, для марки W6 коррозионная агрессивность грунта – среднеагрессивная, для марки W8 коррозионная агрессивность грунта – слабоагрессивная, для марок W10-W14, W16-W20 по водонепроницаемости коррозионная агрессивность грунта – неагрессивная (табл. В.1, СП 28.13330.2017). Степень агрессивного воздействия грунта на арматуру в железобетонных конструкциях для бетонов марок по водонепроницаемости W4 – W6 – слабоагрессивная, марок W8, W10-W14 – неагрессивная (табл. В.2, СП 28.13330.2017) (приложение И).

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

Водовмещающими отложениями являются пески пылеватые, суглинки мягкопластичные и супеси пластичный. Уровень подземных вод характеризуется непостоянством и зависит от климатического фактора. Питание подземных вод осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и подтока напорных вод из нижележащих горизонтов и питания поверхностных водотоков.

Грунтовые воды на момент изысканий (ноябрь-декабрь 2021 г.) пройденными выработками вскрыты на глубине 0,3-7,0 м, установившийся уровень грунтовых вод зафиксирован на глубине 0,3-5,0 м (абсолютные отметки 18,30 – 34,95 м).

Для территории изысканий характерен междуречный режим подземных вод. Основную роль в питании подземных вод играет инфильтрация атмосферных осадков, которая зависит от мощности и литологического состава пород зоны аэрации. Режим подземных вод может меняться в зависимости от времени года и количества выпавших атмосферных осадков. Так, в весенний период – период интенсивного снеготаяния, при повышенном питании подземных вод возможен подъем уровня грунтовых вод на 0,5-1,5 м. Разгрузка происходит в речную сеть.

На участках распространения грунтовых вод с глубиной залегания менее 3 м согласно СП 22.13330.2016 п.5.4.8 по характеру подтопления относится к естественно подтопленной территории; согласно СП 11-105-97 (часть II, приложение И) территория относится к подтопленной в естественных условиях.

На участках распространения грунтовых вод с глубиной залегания более 3 м, согласно СП 22.13330.2016 п.5.4.8 территория по характеру подтопления относится к неподтопленной; согласно СП 11-105-97 (часть II, приложение И) территория относится к неподтопленной.

Учитывая установление наивысших уровней в мае-июне, низших в сентябре-октябре, а срок выполнения работ – март, следовательно, необходимо принять к сведению, что уровень подземных вод повысится, так как является практически минимальным для периода производства работ.

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Для определения химического состава подземных вод и оценки из агрессивных свойств на участке изысканий были отобраны 3 пробы воды грунтового типа.

По химическому составу подземные воды сульфатно-гидрокарбонатные, кальциево-натриевые, ультрапресные, очень мягкие.

По отношению к бетону на портландцементе марки W4 по водонепроницаемости коррозионная агрессивность подземных вод – слабоагрессивная, для марок W6 и W8 – неагрессивная (табл. В.3, СП 28.13330.2017). Степень агрессивного воздействия жидкой хлоридной среды на арматуру железобетонных конструкций из бетона марки водонепроницаемости не менее W6 при постоянном погружении - неагрессивная, при периодическом смачивании – неагрессивная (табл. Г.2, СП 28.13330.2017). Степень агрессивного воздействия жидких неорганических сред на металлические конструкции (при свободном доступе кислорода) – среднеагрессивная (табл. X.3 СП 28.13330.2017) (приложение Л).

При проектировании необходимо учитывать, что ранее неагрессивные воды при попадании в них промышленных и сточных вод могут стать агрессивными.

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

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

5 Сведения о категории и классе линейного объекта

Необходимый уровень конструктивной надежности линейных трубопроводов обеспечивается путем категорирования трубопроводов и их участков в зависимости от назначения и определения коэффициентов надежности, характеризующих назначения и условия работы трубопроводов, применяемые для трубопроводов материалы и действующие на них нагрузки.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 п.7.1.2 и табл.3, в зависимости от назначения и условий работы, проектируемые трубопроводы DN150, DN200 относятся к III классу, к H1 категории, т.к. все участки проектируемых трубопроводов приняты С категории, общая категория нефтегазосборных трубопроводов принята - С.

Категория транспортируемого продукта 2, в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 табл. 1.

Категория каждого конкретного участка трубопроводов принимается в соответствии с табл. 4 ГОСТ Р 55990-2014 на стадии разработки рабочих чертежей и приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Категории участков трубопроводов

Участки трубопроводов	Категория участков трубопроводов
Внутренние автомобильные дороги промышленных предприятий и организаций, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	С
Участки трубопроводов при прохождении по территории распространения вечномёрзлых грунтов	С
Узлы линейной запорной арматуры, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним	С
Переходы через болота II типа.	С
Пересечения с воздушными линиями электропередачи высокого напряжения на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения (в районах Западной Сибири и Крайнего Севера)	С
Пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	В

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		20

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 п.7.1.7 при чередовании по трассе трубопровода участков различных категорий протяженностью до 300 м допускается принимать более высокую категорию из них на всем участке чередования.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							21

Таблица 6.2 - Исходные данные для гидравлического расчета и ФХС транспортируемой продукции

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
Нефть		
Плотность безводной нефти	кг/м ³	817,0
Давление насыщения	кг/см ²	100
Вязкость дегазированной жидкости	спз	4,447
Вода		
Плотность воды	кг/м ³	1007,4
Газ		
Плотность газа	кг/м ³	0,778

Таблица 6.3 - Исходные данные по кустам для гидравлического расчета

Наименование	Максимальный объём добычи жидкости, м ³ /сут	Максимальный объём добычи нефти, т/сут	Максимальный объём добычи газа, тыс.м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т	Максимальный объём закачки воды, м ³ /сут
Куст 1					
11 (сущ)	317	50	44	-	-
12 (сущ)	162	55	43	-	-
13 (сущ)	-	-	-	-	256
14 (сущ)	108	43	72	-	-
15 (сущ)	516	84	60	-	-
16 (сущ)	78	9	5	-	-
17 (сущ)	76	36	21	-	-
Всего	1368	277	245	884,5	256
Куст 2					
21 (сущ)	111	13	14	-	-
22 (сущ)	74	58	50	-	-
23 (сущ)	-	-	-	-	234
24 (сущ)	-	-	-	-	619

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							23

Наименование	Максимальный объём добычи жидкости, м ³ /сут	Максимальный объём добычи нефти, т/сут	Максимальный объём добычи газа, тыс.м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т	Максимальный объём закачки воды, м ³ /сут
25 (сущ)	44	28	26	-	-
26 (сущ)	36	23	10	-	-
27 (сущ)	1026	136	69	-	-
28 (сущ)	254	172	34	-	-
29 (сущ)	62	30	14	-	-
Всего	1607	460	217	471,7	853

Куст 4

41 (сущ)	-	-	-	-	341
42 (сущ)	61	49	168	-	-
43 (сущ)	38	27	30	-	-
44 (сущ)	-	-	-	-	327
45 (сущ)	79	63	160	-	-
46 (сущ)	75	87	375	-	-
47 (сущ)	103	41	123	-	-
Всего	356	267	856	3206,0	668

Куст 5

51 (сущ)	354	144	75	-	-
52 (сущ)	502	408	672	-	-
53 (сущ)	-	-	-	-	-
54 (сущ)	380	245	238	-	-
55 (сущ)	209	108	100	-	-
56 (сущ)	1038	119	39	-	-
57 (сущ)	72	51	29	-	-
58 (сущ)	52	41	144	-	-
59 (сущ)	184	60	192	-	-
501 (проект)	182	149	229	-	-
502 (проект)	136	111	484	-	-

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

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

Лист

24

Наименование	Максимальный объём добычи жидкости, м ³ /сут	Максимальный объём добычи нефти, т/сут	Максимальный объём добычи газа, тыс.м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т	Максимальный объём закачки воды, м ³ /сут
Всего	3109	1436	2205	1535,5	-
Куст 6					
62 (сущ)	232	80	64	-	-
63 (сущ)	-	-	-	-	747
63В (сущ)	80	46	33	-	-
64 (сущ)	-	-	-	-	965
65 (сущ)	76	52	43	-	-
66 (сущ)	278	161	205	-	-
67 (сущ)	138	112	586	-	-
68 (сущ)	503	176	71	-	-
69 (сущ)	61	23	9	-	-
601 (сущ)	159	129	493	-	-
Всего	1527	779	1504	1930,7	1712
Куст 7					
71 (сущ)	851	124	47	-	-
72 (сущ)	-	-	-	-	433
73 (сущ)	376	226	614	-	-
701 (проект)	195	159	79	-	-
702 (проект)	158	130	100	-	-
703 (проект)	210	170	130	-	-
Всего	1790	809	970	1199,0	433
Куст 8					
81 (сущ)	237	137	513	-	-
82 (сущ)	97	64	164	-	-
83 (сущ)	-	-	-	-	161
84 (сущ)	-	-	-	-	1098
85 (сущ)	28	7	2	-	-

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

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

Лист

25

Наименование	Максимальный объём добычи жидкости, м ³ /сут	Максимальный объём добычи нефти, т/сут	Максимальный объём добычи газа, тыс.м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т	Максимальный объём закачки воды, м ³ /сут
86 (сущ)	135	98	71	-	-
87 (сущ)	129	100	164	-	-
88 (сущ)	171	125	216	-	-
Всего	797	531	1130	2128,1	1259
Куст 9					
91 (сущ)	371	116	102	-	-
92 (сущ)	-	-	-	-	425
93 (сущ)	69	49	167	-	-
94 (проект)	-	-	-	-	570
95 (проект)	-	-	-	-	570
96 (проект)	-	-	-	-	364
97 (проект)	-	-	-	-	570
Всего	440	165	269	1630,3	2499
Куст 10					
101 (сущ)	14	5	6	-	-
102 (сущ)	117	53	75	-	-
103 (сущ)	-	-	-	-	402
101В (сущ)	116	79	37	-	-
104 (сущ)	157	54	72	-	-
105 (сущ)	355	207	28	-	-
106 (сущ)	39	30	16	-	-
107 (сущ)	55	41	15	-	-
108 (сущ)	88	65	98	-	-
109 (проект)	179	135	234	-	-
Всего	1120	669	581	868,5	402
Куст 10В					
10R (сущ)	97	19	11	-	-

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

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

Лист

26

Наименование	Максимальный объём добычи жидкости, м ³ /сут	Максимальный объём добычи нефти, т/сут	Максимальный объём добычи газа, тыс.м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т	Максимальный объём закачки воды, м ³ /сут
Всего	97	19	11	117,0	-
Куст 11					
111 (сущ)	32	17	20	-	-
112 (сущ)	163	77	333	-	-
113 (сущ)	-	-	-	-	-
Всего	195	94	353	3755,3	-
Куст 12					
122 (сущ)	171	71	56	-	-
123 (сущ)	-	-	-	-	282
125 (сущ)	104	38	64	-	-
Всего	275	109	120	1100,9	282
Куст 13					
131 (сущ)	288	33	45	-	-
132 (сущ)	202	144	223	-	-
133 (сущ)	248	117	47	-	-
134 (сущ)	157	98	279	-	-
135 (сущ)	93	71	70	-	-
Всего	988	463	664	1434,1	-
Куст 14					
141 (сущ)	-	-	-	-	130
142 (сущ)	64	39	42	-	-
143 (сущ)	110	63	33	-	-
144 (сущ)	133	101	97	-	-
145 (сущ)	132	87	46	-	-
Всего	439	290	218	751,7	130
Куст 16					
161 (сущ)	241	52	66	-	-

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

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

Лист

27

Наименование	Максимальный объём добычи жидкости, м ³ /сут	Максимальный объём добычи нефти, т/сут	Максимальный объём добычи газа, тыс.м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т	Максимальный объём закачки воды, м ³ /сут
162 (сущ)	128	42	43	-	-
Всего	368	94	109	1159,6	-
Куст 18					
181(сущ)	33	7	16	-	-
183 (сущ)	-	-	-	-	86
184 (сущ)	-	-	-	-	-
186 (сущ)	123	28	32	-	-
Всего	156	35	48	1374,4	86
Куст 19					
9R (сущ)	-	-	-	-	-
33 (сущ)	305	111	58	-	-
34 (сущ)	73	52	40	-	-
35 (сущ)	189	69	24	-	-
Всего	567	232	122	525,9	-

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		28

Таблица 6.4 - Результаты гидравлического расчета нефтегазопроводов

Данные по участкам							Данные по трубам							
№	Название		Расход жидкости	Длина	Вода доли	Газ. факт.	Колич., шт.		Диа- метр	Толщ. стенки	Скорость потока	Давление, атм		
	начало	конец					всего	в т.ч. новых				начало	конец	перепад
п/п			м3/сут	м	веса	м3/т			мм	мм	м/сек			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	К-19	T1a	73.0	499	0.59	526	1	0	159	6.0	0.49	25.05	25.04	0.013
2	К-19 лупинг	T1a	494.0	499	0.59	526	1	0	219	8.0	1.72	25.17	25.04	0.132
3	T1a	T1	567.0	1186	0.59	526	2	0	219	8.0	1.00	25.04	24.94	0.094
4	К-2	T1	316.0	326	0.71	472	1	0	219	8.0	0.75	24.96	24.94	0.021
5	К-2 лупинг	T1	1291.0	326	0.71	472	1	0	168	12.0	5.77	26.81	24.94	1.867
6	T1	T2	2174.0	392	0.68	490	2	0	273	10.0	1.87	24.94	24.83	0.114
7	К-1	T2	78.0	466	0.80	885	1	0	114	6.0	0.91	24.93	24.83	0.101
8	К-1 лупинг	T2	1290.0	466	0.80	885	1	0	219	8.0	3.75	25.48	24.83	0.655
9	T2	T3	3542.0 (1281.5) (2260.5)	1194	0.73	601	1	0	273	10.0	2.33	24.83	24.31	0.515
10	К-5	T3a	3109.0 (1109.5) (1999.5)	307	0.54	1536	1	0	219	8.0	10.50	27.64	26.31	1.328
11	К-4	T3a	356.0	972	0.25	3206	1	0	273	10.0	7.12	27.91	26.31	1.599
12	T3a	T3	3465.0	417	0.51	1798	2	0	273	10.0	14.37	26.31	24.31	1.994
13	T3	T4	7007.0 (2307.0) (4700.0)	1018	0.62	1362	1	0	325	6.0	8.33	24.31	22.84	1.472
14	К-6	T4	1527.0	379	0.49	1931	2	0	219	8.0	12.18	24.35	22.84	1.505
15	T4	T5	8534.0 (2802.2) (5731.8)	1194	0.60	1491	1	0	325	6.0	13.48	22.84	19.79	3.053
16	К-7	T5	1790.0	389	0.55	1199	1	0	219	8.0	18.44	22.80	19.79	3.016
17	T5	T6	10324.0 (3391.3) (6932.7)	721	0.59	1435	1	0	325	6.0	19.57	19.79	17.18	2.609
18	К-8	T6	797.0 (234.7) (562.3)	1027	0.33	2128	1	0	159	6.0	13.57	21.60	17.18	4.423
19	T6	T7	11121.0 (3659.5) (7461.5)	343	0.57	1513	1	0	325	6.0	27.38	17.18	15.55	1.630
20	К-9	T7	440.0	154	0.63	1630	1	0	114	6.0	26.66	19.02	15.55	3.467
21	T7	T8	11561.0 (3794.6) (7766.4)	677	0.57	1517	1	0	325	6.0	35.62	15.55	11.83	3.718
22	К-10	T8	1120.0	378	0.40	869	2	0	219	8.0	11.96	12.25	11.83	0.418
23	T8	ЦП С1	12681.0 (4188.5) (8492.5)	123	0.56	1439	1	0	325	6.0	49.01	11.83	11.01	0.825
24	К-12	T11 6	275.0	488	0.60	1101	1	0	159	6.0	7.79	14.37	13.75	0.614
25	К-11	T11 6	195.0	1579	0.52	3755	1	0	159	6.0	15.28	22.62	13.75	8.865
26	T116	T11a	470.0	503	0.57	2321	2	0	219	8.0	8.21	13.75	13.42	0.328
27	К-10В	T11a	97.0	307	0.80	117	1	0	114	8.0	0.49	13.47	13.42	0.045
28	T11a	T11	567.0	800	0.61	2129	2	0	219	8.0	8.64	13.42	12.86	0.567
29	К-16	T14	368.0	357	0.74	1160	1	0	159	6.0	4.72	19.39	18.92	0.475
30	К-18	T14	156.0	1436	0.77	1374	1	0	273	10.0	0.73	18.93	18.92	0.018
31	T14	T13	524.0	78	0.75	1219	1	0	273	10.0	2.35	18.92	18.90	0.014
32	К-14	T13	439.0	1117	0.34	752	1	0	219	8.0	4.84	19.56	18.90	0.653

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

Лист

30

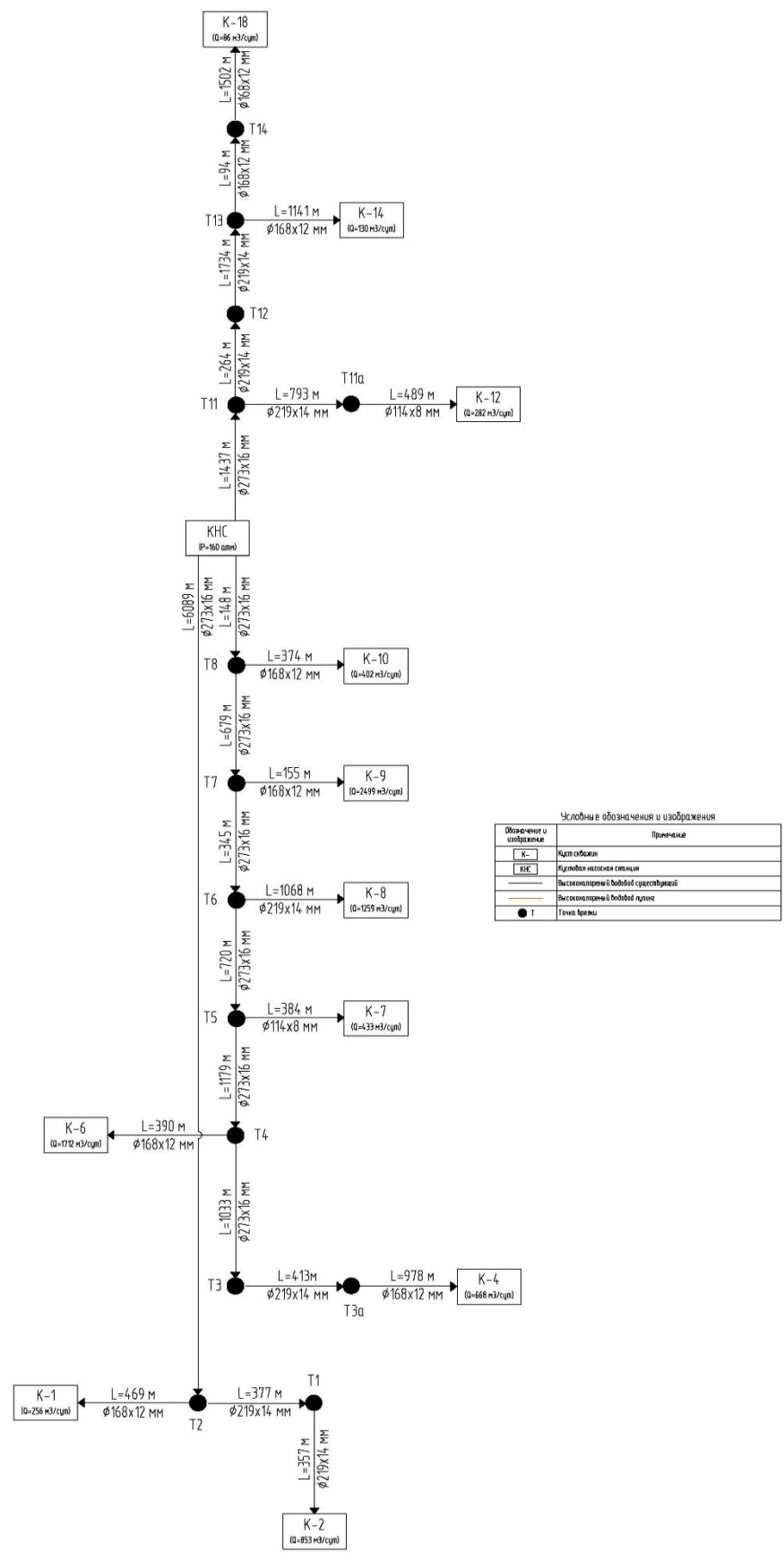


Рисунок 6.2 – Расчетная схема высоконапорных водоводов

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

Таблица 6.6 - Результаты гидравлического расчета

Данные по участкам				Данные по трубам							
Название		Расход жидкост и м3/сут	Длина, м	Количество, шт.		Диаметр мм	Толщ. стенки мм	Скор- ть жид-ти м/с	Давление, атм		
начало	конец			всего	в т.ч. новых				начало	конец	перепад
Северное направление											
KNC	T11	498	1437	1	0	273	16	0,13	160	160	0,03
T11	T11A	282	793	1	0	219	14	0,12	160	160	0,02
T11A	K12	282	489	1	0	114	8	0,44	160	159,7	0,26
T11	T12	216	264	1	0	219	14	0,09	160	160	0
T12	T13	216	1734	1	0	219	14	0,09	160	159,9	0,02
T13	K14	130	1141	1	0	168	12	0,09	159,9	159,9	0,02
T14	K18	86	1502	1	0	168	12	0,06	159,9	159,9	0,02
T13	T14	86	94	1	0	168	12	0,06	159,9	159,9	0
Южное направление 1											
KNC	T8	6973	148	0	1	273	16	1,78	160	159,7	0,34
T8	T7	6973	679	0	1	273	16	1,78	159,7	158,1	1,56
T8	K10	402	374	0	1	168	12	0,29	158,1	158	0,06
T7	K9	2499	155	0	1	168	12	1,8	158,1	157,4	0,71
T7	T6	4072	345	0	1	273	16	1,04	158,1	157,8	0,28
T6	T5	2813	720	0	1	273	16	0,72	157,8	157,5	0,29
T6	K8	1259	1068	0	1	219	14	0,51	157,8	157,5	0,32
T5	K7	433	384	0	1	114	8	0,68	157,5	157,1	0,45
T5	T4	2380	1179	0	1	273	16	0,61	157,5	157,2	0,35
T4	K6	1712	390	0	1	168	12	1,23	157,2	156,3	0,84
T4	T3	668	1033	0	1	273	16	0,17	157,2	157,1	0,03
T3	T3A	668	413	0	1	219	14	0,27	157,1	157,1	0,04
T3A	K4	668	978	0	1	168	12	0,48	157,1	156,7	0,37
Южное направление 2											
KNC	T2	1109	6089	1	0	273	16	0,28	160	159,54	0,46
T2	K1	469	T2	1	0	168	12	0,18	159,54	159,51	0,03
T2	T1	853	T2	1	0	219	14	0,35	159,54	159,48	0,06

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

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

Лист

33

Данные по участкам				Данные по трубам							
Название		Расход жидкост и м3/сут	Длина, м	Количество, шт.		Диаметр мм	Толщ. стенки мм	Скор-ть жид-ти м/с	Давление, атм		
начало	конец			всего	в т.ч. новых				начало	конец	перепад
T1	K2	853	T1	1	0	219	14	0,35	159,48	159,43	0,05

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							34

7 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

7.1 Назначение трубопровода

В данной проектной документации предусматривается строительство нефтегазосборных трубопроводов (лупингов) для увеличения пропускной способности существующих нефтегазосборных трубопроводов от куста сважик №8 и 10 Ярудейского месторождения.

Исходные данные по проектируемого трубопровода приведены в таблице 6.1, протяженность и на схеме трубопровода в графической части тома.

7.2 Выбор труб и расчет на прочность и устойчивость

Экономическая эффективность строительства и эксплуатации нефтепромысловых трубопроводных систем зависит от объемов капитальных вложений и эксплуатационных затрат на их содержание и ремонт. Опыт нефтедобывающих предприятий показывает, что, как правило, увеличение капитальных затрат за счет применения труб повышенной эксплуатационной надежности при строительстве трубопроводов приводит к снижению эксплуатационных расходов и, в конечном счете, к повышению экономической эффективности. Выбор материалов, изделий и технических решений производится из условия обеспечения максимальной надежности трубопроводной системы, экономической эффективности, технологичности строительства.

Наиболее эффективным способом обеспечения надежности и экологической безопасности является применение труб из сталей повышенной коррозионной стойкости, имеющих улучшенные технические характеристики и труб с внутренним антикоррозионным покрытием.

Учитывая ответственность трубопроводов, в соответствии с техническим заданием заказчика в проектной документации приняты трубы электросварные прямошовные в северном исполнении для обустройства нефтяных и газовых месторождений, магистральных газопроводов, нефте- и нефтепродуктопроводов и

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			35

проведением тщательного контроля выполнения строительно-монтажных работ;

выбор оптимальных диаметров для создания наиболее экономичного режима перекачки.

Соединительные детали трубопроводов (отводы, тройники, днища) применяются из стали аналогичной материалу труб применяемых в проектной документации.

Проектной документацией приняты соединительные детали (отводы тройники, переходы) из стали 13ХФА класса прочности К-52 по ТУ 14-1-5598-2011.

Прочностные характеристики указанных деталей, аналогичны соответствующим характеристикам стали основной трубы.

Все трубы и детали на заводах-изготовителях подвергаются 100% контролю неразрушающим методом и гидравлическому испытанию.

Расчет нефтегазопровода на прочность и устойчивость выполнен в соответствии с требованием ГОСТ Р 55990-2014 гл.12 из условия фиксации трубопроводов (сварка последнего стыка, сварка захлестов протяженных участков, засыпка трубопровода и т.д.) при температуре наружного воздуха не ниже минус 30 °С.

За расчетную температуру эксплуатации проектируемых нефтегазосборных трубопроводов принята максимально возможная температура перекачиваемого продукта, равная температуре плюс 33°С.

Исходные данные и результаты расчетов приведены в таблице 7.1.

7.2.1 Расчёт нефтегазопровода на прочность

Расчетная толщина стенки стального промышленного трубопровода (расчёт на прочность) определяется, согласно п. 12.2 ГОСТ Р 55990-2014, как большее из двух значений, каждое из которых зависит от нормативных значений предела текучести и предела прочности, соответственно

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							37
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

$$t_d = \max\{t_u; t_y\}, \tag{7.1}$$

Толщина стенки, определяемая по пределу прочности, t_u , мм, вычисляется по формуле

$$t_u = \frac{y_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_u}, \tag{7.2}$$

Толщина стенки, определяемая по пределу текучести, t_y , мм, вычисляется по формуле

$$t_y = \frac{y_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_y}, \tag{7.3}$$

где p — рабочее давление, МПа;

y_{fp} — коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению), принимается по табл.11 ГОСТ Р 55990-2014;

D_n — наружный диаметр трубопровода, мм;

R_u — расчётное сопротивление материала труб по прочности, МПа;

R_y — расчётное сопротивление материала труб по текучести, МПа.

Расчетное сопротивление материала труб по прочности определяется, согласно п.12.1.5 ГОСТ Р 55990-2014, по формуле

$$R_u = \frac{y_{du}}{y_{mu} \cdot y_n} \sigma_u, \tag{7.4}$$

где y_{du} — коэффициент условий работы трубопровода при расчете по прочности, принимается по табл.13 ГОСТ Р 55990-2014;

y_{mu} — коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности, принимается по табл.12 ГОСТ Р 55990-2014;

σ_u — нормативное сопротивление материала труб – нормативный предел прочности (временное сопротивление), МПа;

y_n — коэффициент надежности по ответственности трубопровода

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		38

принимается 1,10, согласно п.12.1.7 ГОСТ Р 55990-2014.

Расчетное сопротивление материала труб по текучести определяется, согласно п.12.1.5 ГОСТ Р 55990-2014, по формуле

$$R_y = \frac{y_{dy}}{y_{my} \cdot y_n} \sigma_y, \tag{7.5}$$

где y_{du} — коэффициент условий работы трубопровода при расчете по текучести, принимается по табл.13 ГОСТ Р 55990-2014;

y_{my} — коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести, принимается 1,15 согласно п.12.1.9 ГОСТ Р 55990-2014;

σ_y — нормативное сопротивление материала труб – нормативный предел текучести, МПа.

Выбор труб для нефтегазопровода производился с учетом задания на проектирование, технических условий Заказчика и номенклатуры заводов-изготовителей.

Механические характеристики материала используемых в проектной документации труб приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Механические характеристики металла труб

Марка стали	Конструкция трубы	σ_u , МПа	σ_y , МПа	Ударная вязкость (КСУ), кгс•м/см ² (t= минус 60°С)	Относительное удлинение, %
13ХФА (К52)	Стальная электросварная прямошовная	510	372	3,5	23

Исходные данные и результаты расчета толщины стенки нефтегазопроводов приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 - Результаты расчета толщины стенки нефтегазопроводов

D_n , мм	p , МПа	y_{mi}	y_{di}	y_{dy}	y_{fp}	R_u , МПа	R_y , МПа	t_d , мм	t_u , мм	t_y , мм	$t_{прп}$, мм	Минимальный радиус упругого изгиба, м
159	4,0	1,47	0,76	0,76	1,15	241,9	225,6	1,7	1,6	1,7	6,0	150,0
159	4,0	1,47	0,63	0,63	1,15	198,7	185,3	2,1	1,9	2,1	6,0	150,0

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

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ						Лист
						39
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

D_n , мм	p , МПа	y_{mi}	y_{di}	y_{dy}	y_{fp}	R_u , МПа	R_y , МПа	t_d , мм	t_u , мм	t_y , мм	$t_{прин}$, мм	Минимальный радиус упругого изгиба, м
219	4,0	1,47	0,76	0,76	1,15	241,9	225,6	2,2	2,1	2,2	8,0	200,0
219	4,0	1,47	0,63	0,63	1,15	198,7	185,3	2,7	2,5	2,7	8,0	200,0

t_{min} — минимально допустимая толщина стенки согласно п. 12.2.1.2 ГОСТ Р 55990-2014, не менее $1/100D_n$, но не менее 3 мм для труб номинальным диаметром до DN 200 включительно.

По результатам расчета для трубопроводов необходимо принять минимальную толщину стенки (t_{min}) равной 3 мм. Однако для данных трубопроводов принимается увеличенная толщина стенки исходя из номенклатуры заводов-изготовителей и пожеланий Заказчика, также это способствует увеличению срока службы трубопроводов.

7.2.2 Расчёт нефтегазопровода на продольную устойчивость

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 (гл.12) проверку общей устойчивости подземного трубопровода в продольном направлении следует производить из условия (обозначения коэффициентов, индексов и физических величин приведены в соответствие с обозначениями, принятыми в СП 36.13330.2012, актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*):

$$S_{э\text{кв}} \leq mN_{кр} \quad (7.6)$$

где $N_{кр}$, кН критическое продольное усилие для подземных участков трубопровода определяется по формуле:

$$N_{кр} = 2\sqrt{c_{yo} D_n EI} \quad (7.7)$$

где c_{yo} - обобщённый коэффициент нормального сопротивления грунта при поперечных перемещениях трубопровода вверх, МПа/см;

D_n – наружный диаметр трубопровода, см;

E - модуль упругости стали, МПа;

I - момент инерции сечения трубопровода, м⁴.

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		40

Эквивалентное продольное усилие определяется по формуле:

$$S_{\text{экр}} = (\alpha \Delta t E + 0.2 \sigma_{\text{кц}}) F \tag{7.8}$$

где α - коэффициент линейного расширения стали, град⁻¹;

Δt - расчетный температурный перепад, град;

F - площадь поперечного сечения трубы, см²;

$\sigma_{\text{кц}}$, МПа - кольцевые напряжения от внутреннего давления определяемые согласно СП 6.13330.2012 п.12.4.2 по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n P_{\text{раб}} D_{\text{вн}}}{2 \delta}$$

(7.9)

Обобщённый коэффициент нормального сопротивления грунта при поперечных перемещениях трубопровода вверх определяется по формуле:

$$c_{\text{yo}} = \frac{0,12 E_{\text{гр}} \eta_{\text{гр}}}{(1 - \mu_{\text{гр}}^2) \sqrt{l_0 D_{\text{н}}}} \left[1 - \exp\left(-\frac{2h_0}{D_{\text{н}}}\right) \right] \tag{7.10}$$

где $E_{\text{гр}}$ - модуль упругости грунта, Мпа;

$\eta_{\text{гр}}$ - коэффициент снижения сопротивления грунта;

$\mu_{\text{гр}}$ - коэффициент Пуассона грунта;

l_0 - еденичная длина трубопровода, см;

h_0 - расстояние от верха засыпки до оси трубопровода, см.

Исходные данные и результаты расчёта продольной устойчивости трубопровода на суходольных участках представлен в таблице 7.3. Расчётные формулы (7.7), (7.8), (7.8), (7.10) и характеристики грунта засыпки (пески мелкие и суглинки) взяты из справочника: Айнбиндер А.Б. «Расчёт магистральных и промышленных трубопроводов на прочность и устойчивость». В расчётах использовались значения модуля упругости $E_{\text{гр}}$ грунтов нарушенной структуры, поэтому значение коэффициента снижения сопротивления грунта $\eta_{\text{гр}}$ принимается равным 1.

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

										Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
											41
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

Таблица 7.3 - Результаты расчета продольной устойчивости нефтегазопроводов на сухоходольных участках трасс

Обозначение	Грунты засыпки						
	Пески мелкие			Суглинки			
D _н (см)=	15,6	21,9			15,9	21,9	
δ (см)=	0,6	0,8			0,6	0,8	
p (МПа)=	4,0	4,0			4,0	4,0	
m =	0,60	0,60			0,60	0,60	
E (МПа)=	206000	206000			206000	206000	
α (1/°C)=	0,000012	0,000012			0,000012	0,000012	
I (м4)=	1,8E-05	2,955E-05			1,8E-05	2,955E-05	
F (см2)=	58,81	53,03			58,81	53,03	
h ₀ (см)=	158,4	160,95			158,4	160,95	
l ₀ (см)=	100	100			100	100	
Δt (°C)=	63,0	63,0			63,0	63,0	
E _{гр} (МПа)=	6	6			5	5	
μ _{гр} =	0,3	0,3			0,35	0,35	
η _{гр} =	1	1			1	1	
c _{yo} (МПа/см)=	0,0193	0,0169			0,0167	0,0146	
N _{кр} (кН)=	2192,93	3002,83			2038,60	2791,50	
mN_{кр} (кН)=	1315,76	1801,70			1223,16	1674,90	
S_{экв} (кН)=	944,12	879,69			944,12	879,69	

Согласно результатам расчёта нефтегазопровода на продольную устойчивость при расчётных температурных перепадах, принятых в проектной документации и рабочем давлении $P_{\text{раб.}} = 4,0$ МПа эквивалентное продольное усилие меньше критического. Таким образом, при минимальной глубине трубопроводов до верха, равной 0,8 м, продольная устойчивость трубопроводов обеспечивается.

Расчёт продольной устойчивости трубопроводов на болотах не производится, поскольку торф обладает незначительным сопротивлением поперечным перемещениям трубопроводов.

7.2.3 Расчет срока безопасной эксплуатации (срока службы) нефтегазопровода

Расчет срока эксплуатации нефтегазопровода в проектной документации выполнен с учетом повышенной толщины стенки по отношению к расчетной, с учетом скорости коррозии трубной стали.

Оценка общей (средней) скорости коррозии произведена по РД 39-0147103-362-86.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							42

Согласно таблице 5 РД 39-0147103-362-86, перекачиваемый продукт по степени агрессивного воздействия относится к среднеагрессивным средам.

Согласно таблице 2 РД 39-0147103-362-86, скорость коррозии металла для среднеагрессивной среды составляет 0,1...0,5 мм/год.

Скорость коррозии трубопроводов, эксплуатируемых с применением ингибиторной защиты составит 0,1 мм/год (с учетом 80% эффективности ингибиторной защиты). В расчете принят наихудший вариант без учета применения ингибиторной защиты.

При условии выполнения всех принятых в проектной документации решений максимально возможный (расчетный) срок службы трубопровода T с учетом отбраковочной толщины, скорости коррозии трубной стали, а также с учетом срока службы покрытия (на трубопроводах с внутренним покрытием), вычисляются по формуле (7.11):

$$T = \frac{\delta_{нач} - \delta_{отбр}}{a_k} \tag{7.11}$$

где $\delta_{нач}$ — начальная толщина стенки, мм;

$\delta_{отбр}$ — отбраковочная толщина стенки, мм;

a_k — скорость коррозии трубной стали по техническим условиям или государственным стандартам трубопрокатных заводов или по результатам диагностики аналогичных объектов, мм/год.

В качестве отбраковочной толщины стенки труб назначается большая из полученных по формулам:

$$\delta_{1отб} = \frac{\alpha n P D_H}{2(R_1 + nP)} \tag{7.12}$$

$$\delta_{2отб} = \frac{\alpha n P D_H}{2(0,9R_2^H \cdot m_3 + nP)} \tag{7.13}$$

где $\delta_{отб}$ — толщина стенки трубы или детали трубопровода, мм, при которой они должны быть изъяты из эксплуатации, мм;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							43

P — рабочее давление в трубопроводе, МПа;

D_n — наружный диаметр трубы или детали трубопровода, мм;

n — коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе, равный 1,2;

α — коэффициент несущей способности, для труб $\alpha = 1$;

$R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1$ — расчетное сопротивление материала труб и деталей технологических трубопроводов, МПа, где:

R_1^H — нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб, принимаемое по государственным стандартам или техническим условиям на соответствующие виды труб, МПа;

m_1 — коэффициент условий работы материала труб при разрыве, равный 0,8;

m_2 — коэффициент условий работы трубопровода, величина которого принимается в зависимости от транспортируемой среды: для токсичных, горючих, взрывоопасных и сжиженных газов — 0,6; для инертных газов (азот, воздух и т. п.) или токсичных, взрывоопасных и горючих жидкостей — 0,75; для инертных жидкостей — 0,9;

m_3 — коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах, для условий работы промышленных трубопроводов принимается равным 1;

k_1 — коэффициент однородности материала труб: для бесшовных из углеродистой и для сварных труб из низколегированной ненормализованной стали $k_1 = 0,8$, для сварных труб из углеродистой и для сварных труб из нормализованной низколегированной стали $k_1 = 0,85$;

R_2^H — нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, принимаемое по государственным стандартам или техническим условиям на соответствующие трубы, МПа.

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

										Лист
										44
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ				

Поскольку транспортируемый продукт содержит горючий газ, коэффициент условий работы m_2 принимается равным 0,6.

Результаты расчета отбраковочной толщины стенки приведены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 - Результаты расчета отбраковочной толщины стенки нефтегазопровода

D_n , мм	P , МПа	n	R_1 , МПа	$\delta_{1отб}$, мм	$\delta_{2отб}$, мм	$\delta_{отбр\ расч}$, мм
159	4,0	1,2	244,8	1,6	1,2	1,6
219	4,0	1,2	244,8	2,1	1,5	2,1

Результаты расчета срока службы нефтегазопровода приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 - Расчетный срок службы нефтегазопровода

Диаметр, мм	Толщина стенки, мм		Скорость коррозии, (мм/год)	Расчетный срок службы (Т), лет	Принятый срок службы (Т), лет
	Отбраковочная по ФНиП № 534 ($\delta_{отбр}$)	Принятая толщина стенки ($\delta_{нач}$)			
159	2,5	6,0	0,1	35	20
219	2,5	8,0	0,1	55	20

По достижении гарантированного срока службы дальнейшая эксплуатация устройств, оборудования и сооружений без проведения экспертизы промышленной безопасности и установления срока дальнейшей безопасной эксплуатации объекта не допускается.

Работы по продлению срока безопасной эксплуатации трубопроводов рекомендуется планировать и проводить таким образом, чтобы соответствующее решение было принято до окончания нормативного (расчетного) срока эксплуатации.

В процессе проведения экспертизы промышленной безопасности трубопроводы подлежат техническому диагностированию, по результатам которого определяется состояние трубопроводов, фактическая скорость коррозии металла труб, оборудования и изоляции.

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

						Я-389/Y000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							45
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Применение оптимальных диаметров для предупреждения расслоения потока в нефтегазопроводе и применение ингибиторов позволяют увеличить фактический срок службы трубопровода.

7.3 Основные технические решения промыслового трубопровода

Технические решения, предусмотренные проектной документацией, представлены комплексом технологических, технических и организационных мероприятий, направленных на повышение эксплуатационной надежности, противопожарной и экологической безопасности трубопроводной системы.

Проектная документация выполнена на основании:

- задание на проектирование объекта «Обустройство Ярудейского месторождения. Расширение кустов. 3 очередь», утвержденное Генеральным директором ООО «ЯРГЕО» А. В. Подшибякиным в 2021г;

- изменение №1 к заданию на проектирование по объекту «Обустройство Ярудейского месторождения. Расширение кустов. 3 очередь», утвержденное Генеральным директором ООО «ЯРГЕО» А. В. Подшибякиным;

- изменение №2 к заданию на проектирование по объекту «Обустройство Ярудейского месторождения. Расширение кустов. 3 очередь», утвержденное Генеральным директором ООО «ЯРГЕО» А. В. Подшибякиным в 2022г;

- технические условия на подключение трубопроводов от куста №8 до узла 13, от куста №10 до узла 15 по объекту «Обустройство Ярудейского месторождения. Расширение кустов. 3 очередь» утвержденное Генеральным директором ООО «ЯРГЕО» П.С. Самойленко в 2022г;

-Отчет по инженерным изысканиям (шифр Я-389/У000006-2021-ИИ), выполненный ООО «Урал Гео Групп» в 2021 г.

Основные нормативные документы, использованные при разработке раздела:

- ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;

- ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов.

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			46

Технология и организация».

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 г № 534.

Выбор трассы и размещение объектов ВПТ производится на основе результатов количественного анализа риска аварий с учетом природно-климатических особенностей территории, минимизации количества подводных переходов, распределения близлежащих мест заселения, гидрогеологических свойств грунтов, наличия близко расположенных производственных объектов, а также с учетом транспортных путей и коммуникаций, которые оказывают негативное влияние на безопасность ВПТ. Количественный анализ риска аварии по всей протяженности трубопроводов (риск возникновения аварии в любой точке трубопровода будет идентичен).

Строительство трубопроводов осуществляется в одну нитку. Прокладка трубопроводов предусмотрена подземным способом. Расстояния от оси проектируемых трубопроводов до населенных пунктов, автодорог и параллельно проходящих коммуникаций приняты из условий безопасности в период строительства и эксплуатации объекта в соответствии с требованиями табл.6, 7 ГОСТ Р 55990-2014, табл. 2.5.39 ПУЭ (изд. 7).

Расстояние между осями трубопроводов составляет:

- не менее 5 м для трубопроводов диаметром до 150 мм включительно;
- не менее 8 м для трубопроводов диаметром свыше 150 до 300 мм включительно.

Расстояние между трубопроводом и существующими сооружениями составляет

- не менее 10 м (от крайнего не отклонённого провода) от ВЛ 10 кВ;
- не менее 10 м от автодороги (от подошвы насыпи).

Расчет размеров земельных участков для размещения линейных объектов

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			47

представлен в томе 2 «Проект полосы отвода».

В процессе производства монтажных работ выполняется послеоперационный контроль качества сборки и сварки трубопроводов. Обнаруженные дефекты должны быть устранены.

Соединение труб между собой и с деталями по трассам и на узлах запорной арматуры предусмотрено по технологии ручной электродуговой сварки.

Сварку и контроль сварных стыков стальных труб необходимо производить согласно требованиям ГОСТ Р 55990-2014, ВСН 005-88 и ВСН 006-89, технических требований на трубы.

Сварные соединения трубопроводов, сварка которых осуществляется на трассе по месту, должны быть подвергнуты предварительному подогреву и специальной термической обработке в соответствии с ВСН 006-89, ВСН 005-88 и РД 39-48124013-002-03.

Согласно «Правил охраны магистральных трубопроводов» (п.4.1), для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения, для проектируемого трубопровода установлена охранная зона вдоль трассы трубопровода - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

В охранной зоне трубопроводов должны быть установлены предупредительные плакаты, запрещающие всякого рода действия, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 п. 9.3.13, и требований заказчика по трассам трубопроводов не реже чем через 500 м, на всех углах поворота и на переходах через препятствия необходимо предусмотреть установку на местности линейных опознавательных знаков. На опознавательном знаке указывается: назначение трубопровода, диаметр, глубина заложения, километр или ПК трассы, владелец трубопровода, контактный телефон. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения перекачиваемой среды, перпендикулярно к трубопроводу на расстоянии 1 м от его оси.

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
								48
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Сведения о объемах отходов и перечне мер по предотвращению аварийных выбросов приведены в томе 8.1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

7.3.1 Очистка трубопроводов в процессе эксплуатации

При относительно невысоких скоростях течения продукта в нефтегазопроводе возможно расслоение жидкости и образование водяных скоплений в пониженных местах трубопровода, образующих застойные зоны. Кроме того, при небольших скоростях течения затруднен вынос механических осадков из трубопровода. В период эксплуатации на нефтегазопроводе возможно выпадение смолопарафинистых веществ.

Проектной документацией предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода от смолопарафинистых отложений, от механического осадка, воды в процессе эксплуатации, что обеспечивает снижение вероятности коррозии, поддержание пропускной способности трубопроводов на требуемом уровне и, как следствие, снижение энергозатрат на перекачку. В конечном счете, это приводит к повышению надежности эксплуатации трубопровода.

Очистка внутренней полости трубопроводов от механического осадка и воды в процессе эксплуатации предусмотрена путем пропуска пробок полимерно-гелевых композиций (вязкоупругий состав - ВУС).

Применение полимерных гелей-поршней актуально:

- на участке трубопровода, имеющего разные диаметры, с большим количеством арматуры;
- в местах сужений и дефектов (гофр, вмятин) они не повреждаются и сохраняют свои чистящие свойства;
- гелевый поршень в силу его структурных особенностей всегда целиком перекрывает сечение трубопровода, но при этом опасность закупорки внутренней полости системы сводится к минимуму.

Ввод вязко-упругого состава (ВУС) осуществляется через узлы ввода, имеющий в своем составе задвижку DN 50 мм и быстроразъемное соединение

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
								49
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

(БРС).

Схема формирования очистной гелевой пробки (ОГП) представлены на рисунке 7.1.

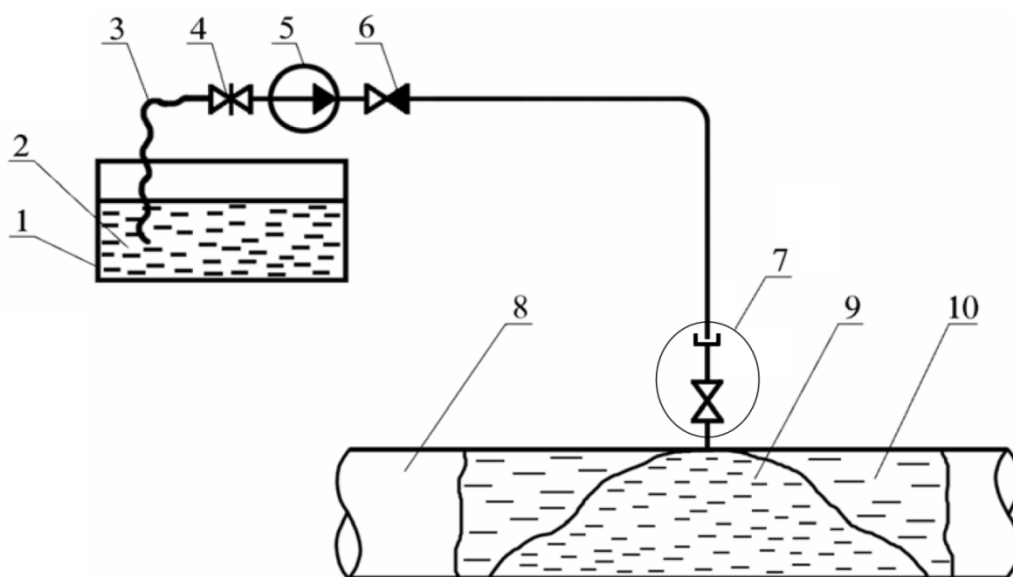


Рисунок 7.1 – Схема формирования ОГП непосредственно в трубопроводе

- 1 - Емкость для приготовления гелевой композиции
- 2 - Гелевая композиция (гель)
- 3 - Линия подачи геля (гофрированный шланг)
- 4 - Задвижка
- 5 - Насос для закачки гелевой композиции
- 6 - Обратный клапан
- 7 - Узел для закачки ОГП
- 8 - Трубопровод
- 9 - Формирующаяся гелевая пробка
- 10 – Перекачиваемый продукт

Состав гелевой пробки и план проведения работ по очистке полости трубопровода полимерным гелем разрабатывается организацией, проводящей работы.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							50

Принципиальную схему ввода ВУС и ее описание, описание технологии контроля за прохождением гелевой пробки по трассе нефтегазопровода и приема ее на конечном пункте, составные компоненты, количество, необходимое для очистки в каждом конкретном случае выдается разработчиком технологии очистки после заключения договора с ним.

Регулируя условия изготовления и рецептуру гелей, варьируется продолжительность существования ОГП, а это при необходимости позволяет производить направленное саморазрушение гелевой системы внутри трубопровода. Продукты распада ОГП инертны и не обладают механической прочностью.

7.4 Технические решения по диагностике трубопроводов на этапе строительства

Надежность, безопасность и безаварийность работы трубопроводов обеспечиваются на стадии проектирования путем выбора трасс, материалов, основных технических решений, методов и технологии строительства.

Аттестация состояния и параметров трубопроводов осуществляются на стадии строительства, испытаний и приемки путем пооперационного контроля и технадзора за качеством строительно-монтажных работ. Эти данные определяют нормативную исходную базу данных для диагностики и прогнозирования технического состояния линейной части.

В период выполнения строительно-монтажных работ, в соответствии с требованием «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», участки проектируемых трубопроводов, относящиеся к особо опасным (пересечение с водными преградами, автомобильными и железными дорогами, технологическими коммуникациями) с целью тестирования качества каждого опасного участка подвергаются внутритрубной предпусковой диагностике либо иной предпусковой приборной диагностике (метод акустической эмиссии и другие).

При ином приборном (наружном) диагностировании технического состояния трубопровода может использоваться ультразвуковая измерительная установка

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							51
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

серии «Сканер» – модель «Скаруч», ультразвуковой толщиномер УТ-93П, магнитопорошковый дефектоскоп МД-4К, ультразвуковой дефектоскоп УД-2-12 и т.д.

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							52
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

В зависимости от технического состояния трубопроводной системы, эксплуатирующая организация, принимает решение о необходимости диагностики на данный момент эксплуатации, т.е. в процессе плановых проверок действующих трубопроводов определяется необходимость, возможность, а также сроки и места проведения профилактических и реабилитационных работ. При этом технической службой эксплуатирующей организации определяется вид и объемы диагностических обследований, применяемые средства.

По результатам диагностирования составляются графики планово-предупредительных ремонтов, чтобы обеспечить длительную и безаварийную эксплуатацию трубопровода.

7.5 Запорная арматура

Для удобства обслуживания и ремонта, оперативного и безопасного отключения отдельных участков трубопроводов, разделения и переключения потока рабочей жидкости, для уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду в случае аварии, проектной документацией предусмотрена установка отключающей линейной запорной арматуры на врезке проектируемого трубопровода в существующий в месте, удобном для обслуживания задвижек.

Размещение запорной арматуры выполнено в соответствии с требованиями нормативных документов - ГОСТ Р 55990-2014 п. 9.2.1, п. 9.2.2 и согласовано Заказчиком.

Место установки узлов запорной арматуры приведены на чертежах в графической части тома.

Запорная арматура принята класса герметичности «А» по ГОСТ 9544-2015, на технологические параметры трубопроводов (рабочее давление и диаметр, принятые по заданию заказчика, в соответствии с выполненными гидравлическими расчетами и в соответствии с перекачиваемой средой). Климатическое исполнение задвижек – ХЛ1.

В качестве запорной арматуры приняты задвижки с ручным управлением на давление 4,0 МПа. Присоединение арматуры к трубопроводу – фланцевое.

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		53

Сертификация оборудования, эксплуатируемого на ОПО, проводится на соответствия требованиям ТР Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011). Данный Технический регламент был принят 18 октября 2011 года Комиссией Таможенного союза и вступил в силу с 15 февраля 2013 года.

Сертификаты соответствия и сертификаты ТР ТС поступают на место строительства вместе с арматурой с завода - изготовителя этой арматуры.

Допустимый срок службы оборудования и арматуры рассчитывается и указывается заводом-изготовителем в технических условиях или в паспорте на данные изделия в зависимости от характеристики среды (нефть, газ, вода, агрессивная/неагрессивная среда к коррозии металла), параметров работы (давление, диаметр, температура) и климатического исполнения.

По данным заводов-изготовителей срок безаварийной эксплуатации для задвижек составляет 15-20 лет.

Для контроля давления в трубопроводах на узлах запорной арматуры, проектной документацией предусматривается установка манометров. Манометры применяются в условиях эксплуатации отрицательных температур (окружающая среда минус 70... плюс 50 °С). Для установки и предохранения от замораживания манометров при эксплуатации в условиях отрицательных температур проектной документацией предусмотрены разделители сред РС-21-03.

Результаты ревизии являются основанием для оценки состояния трубопроводов и возможности их дальнейшей эксплуатации. Сроки проведения ревизий устанавливаются эксплуатирующей организацией.

Для сохранения температурного режима трубопроводной системы надземные участки узлов запорной арматуры и подземные вертикальные участки теплоизолируются. Теплоизоляционные конструкции запорной арматуры и фланцевых соединений должны быть съемными в соответствии с требованием СП 61.13330.2012 (СПиП 41-03-2003) п. 5.20.

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		54

Конструкция теплоизоляционного покрытия приведена в разделе «Изоляция трубопроводов».

Для предотвращения несанкционированного проникновения на территорию технологического объекта территория площадки УЗА имеет ограждение по периметру с калиткой, закрываемой на замок. Конструкция ограждений приведена в томе «Архитектурные решения».

Конструктивное исполнение узлов запорной арматуры уточняется на стадии разработки рабочей документации. Арматура на нефтегазопроводе заземляется.

Для обеспечения возможности обслуживания и ремонта необходимыми средствами и механизмами в любое время года предусматриваются постоянно действующие грунтовые подъезды к узлам запуска и приема очистных устройств.

7.6 Конструктивные решения

7.6.1 Основные решения по прокладке

Все строительные-монтажные и земляные работы производятся в соответствии с требованиями нормативных документов СП 45.13330.2012, ГОСТ Р 55990-2014, ВСН 005-88.

Способ прокладки трубопроводов и глубина заложения приняты в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 и технических требований Заказчика на проектирование.

Укладку труб необходимо производить в соответствии с требованиями ВСН 005-88.

Исключение составляют переходы пересечения с подземными инженерными коммуникациями, с автомобильными дорогами, где глубина заложения трубопроводов принимается в зависимости от способа прокладки, конструктивного решения, инженерно-геологических условий перехода и согласований заинтересованных организаций.

Исходя из условий обеспечения сохранности проектируемых трубопроводов от механических повреждений и для предотвращения больших осадок грунта под

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			55

трубопроводами, находящихся в одном коридоре, минимальная глубина заложения на суходольных грунтах и участках болот II типа принята не менее 0,8 м до верхней образующей трубы.

Укладка трубопровода на участках болот II типа осуществляется в минеральный грунт.

Способ разработки траншей и прокладки трубопроводов принимается на основании материалов инженерных строительства согласно действующим нормам проектирования с учетом экономических показателей и технической оснащенности подрядных организаций.

Прокладку трубопроводов на болотах следует производить преимущественно в зимнее время после замерзания верхнего торфяного покрова. В зимнее время, когда слабые грунты проморожены недостаточно для прохода землеройных машин, траншею разрабатывают по технологии летнего строительства. При строительстве в летний период времени разработка и засыпка траншей, в зависимости от несущей способности грунта, ведется одноковшовыми экскаваторами на болотном ходу или со сланей. Укладка осуществляется либо с вдольтрассового проезда, либо с применением специальной болотоходной техники.

При подземной прокладке трубопроводов на участках распространения ММГ разработка и засыпка траншеи ведется одноковшовым экскаватором с рыхлением мерзлоты.

К моменту укладки трубопроводов дно траншеи должно быть очищено от веток и корней деревьев, камней, мерзлых комков, льда и других предметов, которые могут повредить антикоррозионное покрытие, и выровнено.

При строительстве трубопроводов в зимний период времени и устройстве траншеи при промерзании грунта на всю глубину разработки целесообразно использовать предварительное рыхление грунтов тракторными рыхлителями.

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							56
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Конкретно по каждому участку трасс способ прокладки необходимо уточнять на стадии разработки рабочей документации после выполнения полевых инженерно-геологических изысканий для строительства.

Минимальная ширина и глубина траншей при подземном способе прокладки принимается в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 п.9.3.5.

При засыпке траншей необходимо обеспечить:

- проектное положение трубопроводов;
- сохранность труб и изоляционного покрытия;
- плотное прилегание трубопроводов ко дну траншеи.

Фиксацию проектируемых трубопроводов (ликвидацию захлестов) следует производить при температуре наружного воздуха не ниже минус 30 °С.

В соответствии с проведенными расчетами на прочность и общую устойчивость уложенных в траншее трубопроводов, криволинейные очертания их в вертикальной и горизонтальной плоскостях, достигаются укладкой сваренных плетей труб по кривым с радиусами в пределах упругой деформации или монтажом криволинейных участков из гнутых отводов $R=1,5D$.

Значение допустимых радиусов упругого изгиба для трубопроводов приведено в таблице 7.2.

7.6.2 Прокладка трубопроводов на участках многолетнемерзлых грунтов

Проектируемый нефтегазопровод проходит по территории многолетнемерзлых грунтов (ММГ).

Основным критерием выбора способа прокладки трубопровода в условиях распространения вечномерзлых грунтов является обеспечения минимального нарушения температурного и влажностного режимов грунтовых оснований, обеспечивающих прочность и устойчивость трубопроводов. При выборе способа прокладки на мерзлых грунтах учитывались следующие факторы:

- просадочность (пучинистость) грунта основания;

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
								57
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- характер распространения просадочных (пучинистых) грунтов в полосе трассы трубопровода;
- криогенное строение грунтового основания;
- температура грунта;
- глубина деятельного слоя;
- расположения горизонта грунтовых вод и степени обводненности прилегающей территории;
- характер изменения температуры рабочей среды по длине трубопровода и во времени.

Выбор технологических решений подземной прокладки трубопровода на ММГ определяется тепловым взаимодействием труб с грунтом.

При положительной температуре перекачиваемого продукта необходимо принять меры по уменьшению ореолов оттаивания на ММГ, в процессе строительства и в течение всего заданного периода эксплуатации, при использовании ММГ в качестве основания по II принципу, согласно СП 25.1333.2012 (СНиП 2.02.04-88), строительство необходимо проводить в зимнее время, после слияния сезонного слоя промерзания с ММГ.

Земляные работы должны производиться в зимний период. Производство работ должно проводиться с обеспечением сохранности покровного растительного слоя грунта, корневой системы кустарников и деревьев.

На территории ММГ, при переходах через болота II типа, прокладка проектируемого трубопровода предусматривается на минеральное основание, минимальная глубина заложения трубопроводов не менее 0,8 м до верхней образующей трубы. Средняя глубина заложения трубопровода до верхней образующей трубы составляет 0,8 - 2,5 м.

При подземной прокладке нефтегазопровода на ММГ в их основании формируется ореол оттаивания. В связи с этим был выполнен расчет, на основании которого были приняты решения:

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							58
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- применение труб в тепловой изоляции;
- установка термостабилизаторов грунта;
- обратной засыпкой траншеи на высоту 0,2 м песчаным сыпучим непучинистым грунтом.

При прохождении трубопровода на участках ММГ приняты трубы с теплогидроизоляцией из пенополиуретана по ТУ 5768-153-05757848-2017. Толщина теплоизоляции составляет 100 мм.

Конструкция теплогидроизоляции труб и соединительных деталей включает: наружное антикоррозионное двухслойное полиэтиленовое покрытие, теплоизоляционный слой из пенополиуретана; оболочка из стального листа с полиэтиленовым покрытием.

По результатам расчёта ореола оттаивания выявлено, что при применении дополнительной теплоизоляции, а также установка термостабилизаторов позволяет достигнуть допустимых величин деформаций.

7.6.3 Прокладка трубопроводов при пересечении с коммуникациями

Проектируемый трубопровод пересекает существующие трубопроводы.

Ведомость пересечений трубопровода с коммуникациями представлена в отчете по инженерным изысканиям выполненных ООО «Урал Гео Групп» и в таблице 7.6.

При пересечении коммуникаций проектируемые трубопроводы прокладываются ниже или выше пересекаемого трубопровода с обеспечением расстояния в свету между трубами не менее 350 мм в соответствии с требованиями п.9.3.9 ГОСТ Р 55990-2014. Взаимные пересечения трубопроводов должны выполняться под углом не менее 60° независимо от способов прокладки трубопроводов в соответствии с требованиями п.8.10 ГОСТ Р 55990-2014

Земляные работы в полосе, ограниченной расстоянием 2,0 м в обе стороны от пересекаемых промышленных трубопроводов в соответствии с требованиями п.8.22.1 РД 102-011-89 должны производиться вручную.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
										59
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Укладку проектируемых трубопроводов при прохождении ниже пересекаемого трубопровода, необходимо выполнять с применением трубоукладчиков и с использованием мягких полотенец или способом протаскивания, с обязательной футеровкой деревянными рейками наружной поверхности трубопроводов во избежание повреждения изоляции.

Заглубление проектных трубопроводов под существующими коммуникациями выполняется укладкой труб в спрофилированную траншею по кривым с радиусами в пределах упругой деформации без применения стандартных отводов.

Пересечения существующих коммуникаций выполняются с футеровкой деревянными рейками наружной поверхности трубопровода во избежание повреждений наружной изоляции труб при протаскивании.

Для проезда строительной техники через трубопроводы на момент строительства устраиваются переезды, конструкция переезда приведена на рисунке 7.2.

Переезд представляет собой насыпь из уплотненного грунта шириной 6 м со сплошным настилом из бревен диаметром от 18 до 20 см, скрепленных между собой. По краям настила устанавливаются ограничительные брусья. Поверх настила отсыпается слой минерального грунта не менее 20 см. Расстояние в свету от настила до верхней образующей пересекаемого трубопровода должно быть не менее 1,5 м.

По трассам проектируемых трубопроводов на переходах через существующие коммуникации устанавливаются аншлаги размером 400x300, с указанием диаметра, давления, км, глубины залегания, владельца, телефона диспетчерских служб.

При пересечении строящихся трубопроводов с подземными коммуникациями производство строительно-монтажных работ допускается при наличии письменного разрешения организации, эксплуатирующей эти коммуникации, и в присутствии ее представителя.

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							60
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

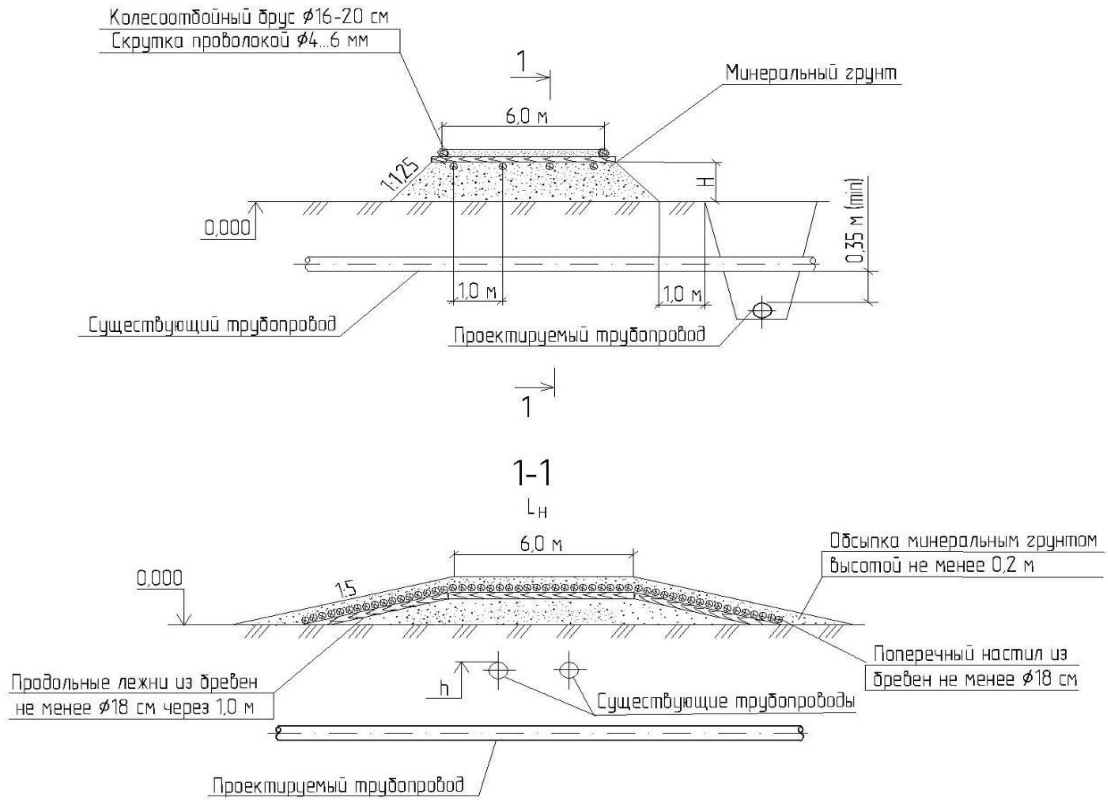


Рисунок 7.2 – Схема проезда через коммуникации

Таблица 7.6 - Ведомость пересечений с коммуникациями

№ п/п	Местоположение, км	Пикет	Плюс вка, м	Наименование коммуникаций	Техническая характеристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения, градусы	Владелец, адрес, телефон, факс	Примечание
нефтепровод (лупинг) d219 мм от куста № 8 до узла 19/Л										
1	0	0	0,4	Н проект зак. Я-251У000006-2019	проект			86		
нефтепровод (лупинг) d219 мм от куста № 10 до узла 20/Л										
1	0,4	3	96,1	Н ст.219	действ.	1,7	ст.219	90		

7.6.4 Пересечения с воздушными линиями электропередач

Проектируемый трубопровод пересекает существующие линии электропередач – ВЛ 10 кВ.

Ведомость пересечений трубопровода с линиями электропередач представлена в отчете по инженерным изысканиям выполненных ООО «Урал Гео Групп» и в таблице 7.7.

Пересечения с линиями электропередач выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ (п.2.5.279...2.5.290).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							61

Охранная зона электрических сетей для линий напряжением 10 кВ составляет 10 м от крайнего провода в обе стороны.

Угол пересечения ВЛ 10 кВ с подземными трубопроводами не нормируется.

Работы в охранной зоне ВЛ с применением машин и механизмов производить с оформлением наряда-допуска после получения письменного разрешения эксплуатирующих организаций. Приближение любой части машин и механизмов к ближайшим проводам должно быть не менее 2 м.

В пределах охранной зоны ВЛ предусматриваются плакаты, указывающие месторасположение и глубина заложения трубопровода, адрес эксплуатирующей организации.

В пределах охранной зоны ВЛ устанавливаются плакаты, указывающие местоположение и глубину заложения трубопроводов, адрес эксплуатирующей организации.

Таблица 7.7 - Ведомость пересечений с воздушными линиями электропередач

№ п/п	Местоположение по трассе нефтепровода, км	Пикет	Плюсовка, м	Наименование линии, напряжение	Число пересекаемых проводов, шт	Схемы расположения проводов	Угол пересечения, градусы	Высота и род опор	Расстояние от оси трассы до опор пересекаемой линии, м		Высота проводов, м			Примечание	Владелец, адрес, телефон, факс
									левый	правый	верхний		точка пересечения		
											левый столб	правый столб			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
нефтепровод d219 мм от куста № 8 до узла 19/Л															
1	0,08	0	76,2	ВЛ 10кВ	3пр.		78		6	13				Нп. пр-8.2	действ.
2	0,08	0	80,7	ВЛ 10кВ	3пр., 1тр.		81		6	13				Нтр-8.2	действ.
3	0,96	9	59,3	ВЛ 10кВ	6пр, 1тр.		88		170	27				Нтр-10.8	действ.
4	0,99	9	90,4	ВЛ 10кВ	6пр, 1тр.		87		77	171				Нтр-12.9	действ.
нефтепровод (лупинг) d219 мм от куста № 10 до узла 20/Л															
1	0,07	0	73,4	ВЛ 10кВ	3пр.		83		25	9				Нп. пр-7.9	действ.
2	0,07	0	74,8	ВЛ 10кВ	3пр., 1тр.		87		26	9				Нтр-7.9	действ.
3	0,27	2	65,0	ВЛ 10кВ	6пр, 1тр.		87		141	73				Нтр-10.8	действ.
4	0,3	3	0,1	ВЛ 10кВ	6пр, 1тр.		86		22	127				Нтр-15.8	действ.

7.6.5 Переходы трубопроводов через автомобильные дороги

Проектируемые трубопроводы пересекают существующие автомобильные дороги.

Ведомость пересечений трубопроводов с автомобильными дорогами представлена в отчете по инженерным изысканиям выполненных ООО «Урал Гео Групп» и в таблице 7.8.

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

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

Лист

62

организации дорожного движения. Знаки дорожные. Общие технические требования», ГОСТ Р 52289-2004 «Технические средства организации дорожного движения. Правила применения дорожных знаков, разметки, светофоров, дорожных ограждений и направляющих устройств», количество знаков – 2 шт. на каждое пересечение с автодорогой.

Таблица 7.8 - Ведомость пересечений с автомобильными дорогами

№ п/п	Местоположение по трассе, км	Пикет	Плюс вка, м	Наименование дороги	Километраж автодороги в месте пересечения с трассой	Категория дороги	Угол пересечения, градусы	Тип покрытия	Ширина основания насыпи, м	Ширина проезжей части, м	Грунтовые условия перехода	Владелец, адрес, телефон, факс
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
нефтепровод (лупинг) d219 мм от куста № 8 до узла 19/Л												
1	1,02	10	27,4	ось А.д. (Ц)		V	82	Ц	17,2	10,0		
нефтепровод (лупинг) d219 мм от куста № 10 до узла 20/Л												
1	0,35	3	46,9	ось А.д. (Ш)		V	88	Щ	15,7	9,2		
2	0,38	3	80,6	ось А.д. (Г)		V	83	Г	15,7	6,4		

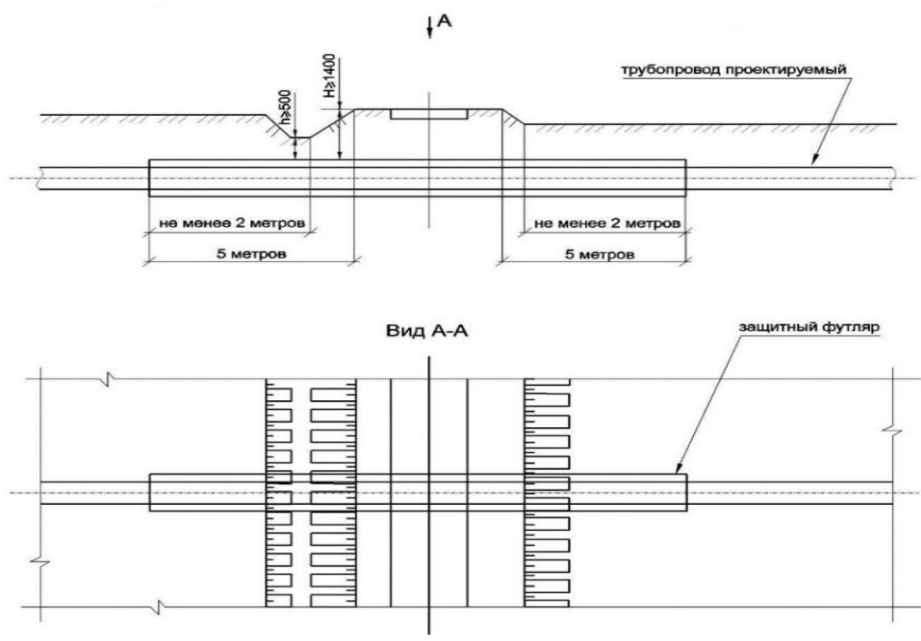


Рисунок 7.3 – Схема перехода трубопровода через автомобильные дороги

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							64

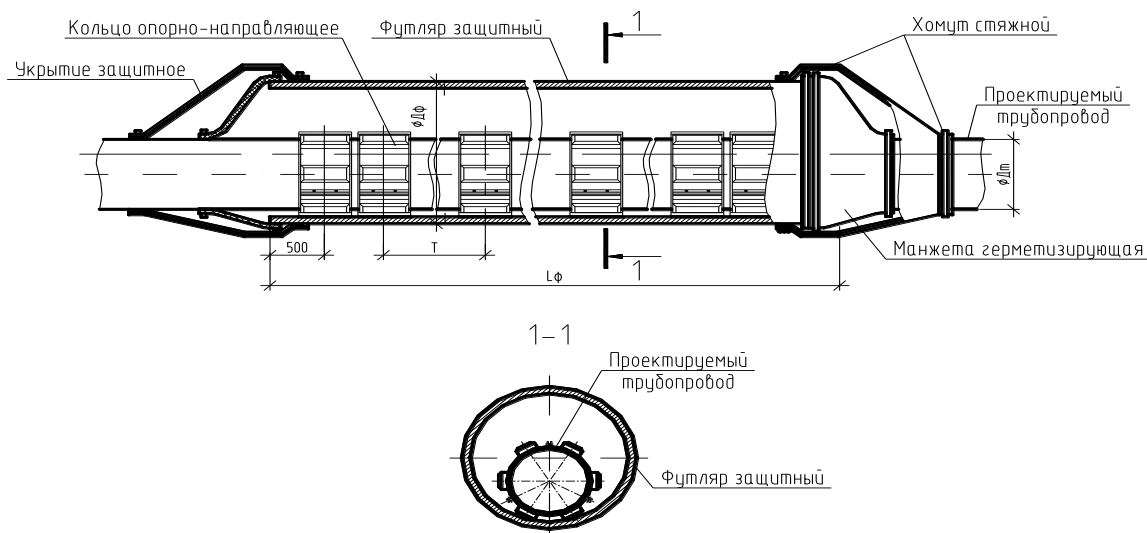


Рисунок 7.4 – Конструкция защитного футляра

7.6.6 Переходы через водные преграды

Проектируемые трубопроводы не пересекают водные преграды.

7.7 Изоляция трубопроводов

Защита проектируемых трубопроводов от коррозии осуществляется антикоррозионной изоляцией в соответствии с требованиями гл.15 ГОСТ Р 51164-98.

Толщина тепловой изоляции для проектируемых трубопроводов и соединительных деталей принята 100мм.

Проектной документацией при подземной прокладке проектируемых трубопроводов предусматривается применение труб и соединительных деталей в заводской тепловой изоляции из пенополиуретана с защитной оболочкой из стального листа с полиэтиленовым покрытием.

Конструкция теплогидроизолированного покрытия труб включает:

- наружное антикоррозионное трехслойное покрытие нормального исполнения по ТУ 1394-015-05757848-2011;
- теплоизоляционный слой из пенополиуретана по ТУ 5768-153-05757848-2017 толщиной 100 мм;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

Лист

65

- защитная оболочка из стального листа с полиэтиленовым покрытием.

Конструкция теплогидроизолированного покрытия соединительных деталей включает:

- наружное защитное покрытие по ТУ 1469-015-35349408-2015;
- теплоизоляционный слой из пенополиуретана по ТУ23.99.19-022-35349408-2017 толщиной 100 мм;
- защитная оболочка из стального листа с полиэтиленовым покрытием.

Теплоизоляция сварных стыков нефтегазосборных трубопроводов с заводской тепловой изоляцией на основе пенополиуретанов (ППУ) предусмотрена комплектом для заделки сварного соединения.

В комплект входят:

- скорлупа ППУ;
- термоусаживающаяся муфта;
- термоусаживающаяся лента;
- замковая пластина.

Для сохранения температурного режима трубопровода в узлах запорной арматуры трубы, соединительные детали и арматура теплоизолируются согласно СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов».

До нанесения теплоизоляции в трассовых условиях на надземную поверхность труб узлов запорной арматуры наносится:

- грунтовка ГФ-017 «Р» ТУ 2312-042-00204211-2004 в один слой;
- краска ПФ-115 ГОСТ 6465-76 в два слоя.

В состав конструкции тепловой изоляции в качестве обязательных элементов должны входить теплоизоляционный слой, покровный слой, элементы крепления.

На теплоизоляцию крепится покровный слой – алюминий марки АД.Н ГОСТ 21631-76*Е толщиной – 0,3 мм.

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		66

При температуре окружающего воздуха ниже 10°C рулоны ленты необходимо выдержать не менее 48ч в теплом помещении при температуре не ниже 15°C (но не выше 45°C).

Весь технологический процесс нанесения антикоррозионного покрытия в трассовых условиях необходимо производить по рекомендациям завода - изготовителя.

Теплоизоляционные материалы имеют сертификаты пожарной безопасности.

Работы по нанесению изоляционных покрытий следует выполнять в соответствии с требованиями ВСН 008-88.

В процессе транспортировки, складирования и хранения труб в заводской изоляции необходимо принять меры по сохранности изоляционного покрытия.

В местах, где возможен прямой контакт изолированной поверхности труб с твердыми предметами (например, с металлическими частями машин), необходимо предусмотреть установку эластичных накладок, мягких обшивок и т.п. В процессе строительства следует постоянно контролировать их состояние и, при необходимости, производить обновление.

Электрохимическую защиту трубопроводов допускается не применять, т.к. в проектной документации приняты трубы улучшенного качества с увеличенными толщинами стенок и усиленной изоляцией, обеспечивающей надежную эксплуатацию в течение всего срока службы трубопроводов.

Теплоизоляционные материалы должны иметь сертификаты пожарной безопасности.

В проектной документации предусмотрены комплексные мероприятия по защите нефтегазосборных трубопроводов от внутренней коррозии методом постоянного дозирования ингибитора коррозии, подаваемого на кустовой площадке скважин в нефтегазосборные трубопроводы.

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							68
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

7.8 Электрохимзащита

В соответствии с ГОСТ Р 51164-98 п.3.3 трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты.

Электрохимзащита предназначена для предотвращения наружной коррозии трубопроводов.

Результаты оценки агрессивности грунтов по месторождениям Западной Сибири показывают, что скорость наружной коррозии на трубопроводах составляет 0,08-0,25 мм в год. Данные аварийности трубопроводов на месторождениях Западной Сибири по причине наружной коррозии показывают, что доля таких аварий от общего их числа составляет доли процента.

В соответствии с п.15.1.1 ГОСТ Р 55990-2014, п.3.7 ГОСТ Р 51164-98 и данными отчета по материалам изысканий по агрессивности грунтов для защиты от наружной коррозии нефтепромысловых трубопроводов и высоконапорных водоводов необходимо и достаточно применять защитные полимерные покрытия нормального и усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98.

Учитывая гарантированный заводом срок эксплуатации изоляционного покрытия не менее 10 лет, применение электрохимической защиты проектируемых трубопроводов нецелесообразно из-за существенного повышения приведенных затрат при незначительном повышении уже достаточно высокого уровня пассивной защиты от коррозии.

7.9 Балластировка трубопроводов

Расчёт устойчивости трубопровода против всплытия.

В соответствии с требованиями разд.12.6 ГОСТ Р 55990-2014 необходимо выполнять расчет трубопроводов на устойчивость против всплытия на переходах через болота, участках высоко стояния грунтовых вод.

Согласно п.12.6.1 ГОСТ Р 55990-2014 устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов должна проверяться по условию:

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

$$Q_{акт} \leq Q_{пас} / \gamma_{н.в.}, \tag{7.14}$$

где $Q_{акт}$ — суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом;

$Q_{пас}$ — суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес);

$\gamma_{н.в.}$ — коэффициент надежности устойчивого положения против всплытия (принимается по п. 12.6.1 ГОСТ Р 55990-2014). Для болот, озёр и пойменных участков трассы $\gamma_{н.в.} = 1,05$.

$$Q_{акт} = q_{в} + q_{изг}; \tag{7.15}$$

где $q_{в}$ — расчётная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

$$q_{в} = \frac{\pi D_{н.и.}^2}{4} \rho_{в}, \tag{7.16}$$

где $\rho_{в} = 1020 \text{ кг/м}^3$ — плотность воды с учётом растворённых в ней солей;

$D_{н.и.}$ – наружный диаметр трубопровода с учётом изоляционного покрытия и футеровки, м.

$q_{изг}$ — расчётная интенсивность нагрузки от упругого изгиба в вертикальной плоскости. На стадии разработки проектной документации $q_{изг}$ принимается равной нулю.

$$Q_{пас} = q_{тр} + q_{п} + q_{б}; \tag{7.17}$$

где $q_{тр} = 0,95q_{тр}^H$ — расчётная нагрузка от массы трубы с гидроизоляцией;

$q_{п}$ — расчётная нагрузка от веса продукта. Как правило, принимается $q_{п} = 0 \text{ кг/м}$, т.к. в процессе эксплуатации возможно опорожнение трубопровода;

$q_{б}$ — расчётная нагрузка от веса балласта, с учётом выталкивающей силы воды.

Результаты расчета устойчивости трубопроводов против всплытия приведены в таблице 7.10.

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

					Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ		Лист
							70
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 7.10 - Результаты расчета устойчивости трубопроводов против всплытия

D_n , мм	$Q_{рас}/k_{н.ф.}$, кг/м	$Q_{act.}$, кг/м
159x6 (труба в теплоизоляции)	25,13	103,25
720x11 (защитный футляр с трубой 159x6)	205,26	420,38
219x8 (труба в теплоизоляции)	43,76	140,64
720x11 (защитный футляр с трубой 219x8)	221,91	418,07

По результатам расчета необходимо балластировать трубы и защитные футляры.

Результаты расчёта шага балластировки приведены в таблице 7.11.

Таблица 7.11 – Результаты расчета шага балластировки

Марка пригруза		УБП-0,4	УБП-0,4	УБП-0,7	УБП-0,7
Диаметр трубы (наружный), мм	D	159 (труба в теплоизоляции)	219 (труба в теплоизоляции)	720 (с трубой 159)	720 (с трубой 219)
Толщина стенки трубы (минимальная из условия устойчивости против всплытия), (мм)	S	6	8	11	11
Толщина гидроизоляции, (мм)	s	100	100	1,2	1,2
Плотность гидроизоляции, кгс/м ³		60	60	950	950
Нормативный вес гидроизоляции		5,05	6,01	2,51	2,51
Коэффициент надежности по массе трубопровода	n_m	0,95	0,95	0,95	0,95
Плотность воды, кгс/м ³	γ_v	1020	1020	1020	1020
Коэффициент надежности против всплытия	$k_{нв}$	1,05	1,05	1,05	1,05
Плотность материала пригруза, кг/м ³	$\gamma_б$	2300	2300	2300	2300
Вес пригруза в воздухе, кг	$M_б$	620,00	620,00	1700,00	1700,00
Коэффициент надежности по весу пригрузов	$n_{бал}$	0,9	0,9	0,9	0,9
Вес трубы с изоляцией на воздухе, кгс/м	$q_{тр}$	26,39	45,95	189,14	187,06
Выталкивающая сила воды, кгс/м	q_v	103,25	140,64	420,38	418,07
Величина нормативной интенсивности балластировки (вес на воздухе), кгс/м	$q^{н}_{бал}$	170,56	211,52	469,69	428,28
Шаг балластировки расчетный, м	L	3,64	2,93	5,91	3,97
Шаг балластировки принятый, м		3,5	2,5	5,5	3,5

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

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

Лист

71

Во избежание повреждения изоляции в местах установки железобетонных утяжелителей УБП под их соединительные пояса следует укладывать предохранительные коврики из нетканого синтетического материала толщиной не менее 3 мм в два слоя. Длина коврика должна обеспечивать свисание его концов на 200 мм ниже горизонтальной осевой плоскости трубопровода, а по ширине коврик должен выступать на 200 мм за торцевые грани утяжелителя.

Балластировка предусмотрена по всей длине трубопровода на обводненных и заболоченных участках.

7.10 Очистка полости и испытание трубопровода

Перед вводом в эксплуатацию после полной готовности всех участков внутренняя полость трубопроводов подлежит очистке, трубопроводы подвергается испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Все работы по очистке полости и испытанию трубопроводов должны выполняться после полной готовности испытываемого участка, в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014, ВСН 005-88, ВСН 011-88.

В указанных документах приведены нормативные параметры очистки и испытания (ГОСТ Р 55990-2014, ВСН 005-88), приведены подробные схемы (ВСН 011-88), описан порядок проведения указанных работ.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 п. 13.3, ВСН 005-88 п.12.3 очистка полости проектируемых трубопроводов в процессе строительства, а также их испытание на прочность и проверка на герметичность осуществляются по специальной инструкции, составляемой заказчиком и строительно-монтажной организацией, согласованной с проектной организацией. Инструкция составляется с учетом местных условий, наличия строительной техники и других особенностей производства.

7.10.1 Очистка трубопроводов

После засыпки траншеи подрядчик должен обеспечить все операции по очистке и продувке трубопровода. Полость трубопровода до проведения испытания должна быть очищена от окалины и грата, а также от случайно

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		72

испытательных давлений труб (Рзав).

Остальные участки необходимо испытывать в один этап одновременно со всем трубопроводом.

7.10.3 Общие требования к проведению испытаний трубопроводов

Проверку на герметичность необходимо проводить после испытания на прочность и снижения давления до максимального рабочего и его выдержки в течение периода времени не менее 12 час.

Подъем давления при испытании трубопровода должен производиться в соответствии с требованиями ВСН 005-88 и ВСН 011-88.

В соответствии с «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» При гидравлических и пневматических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний должны быть установлены опасные зоны. Зоны безопасности при очистке и испытаниях трубопроводов приведены в таблице 7.13 и 7.14.

Таблица 7.13 - Зоны безопасности при очистке и испытаниях трубопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Гидравлический	
	Радиус опасной зоны в обе стороны от оси трубопровода, м	Радиус опасной зоны в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода, м
до 300	75	600

Таблица 7.14 - Зоны безопасности при очистке и испытаниях трубопроводов пневматическим способом

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны		
	при очистке полости в обе стороны от трубопровода	при очистке полости в направлении вылета ерша или поршня, м	при испытании в обе стороны от трубопровода, м
до 300	40	600	100

При производстве работ по испытанию трубопроводов необходимо соблюдать требования нормативно-технической документации по технике безопасности.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							75

правилами.

Трубы, арматура, фасонные соединительные детали, фланцы, прокладки, и крепежные изделия по качеству и техническим характеристикам должны отвечать требованиям нормативных документов.

Проверка труб, деталей и узлов трубопровода, запорной и распределительной арматуры производится организацией-Заказчиком или специализированной службой входного контроля в присутствии представителя организации-получателя в процессе получения указанной продукции от заводов-изготовителей и других поставщиков по месту разгрузки продукции с транспортных средств или после транспортировки ее от мест разгрузки до площадки складирования.

Освидетельствование и отбраковку осуществляет специальная комиссия застройщика.

Каждая партия труб должна иметь сертификат качества завода-изготовителя, в котором указывается номер заказа, Технические условия (согласованные с Ростехнадзором) или ГОСТ, по которому изготовлены трубы, размер труб и их количество в партии, номера плавок, вошедших в партию, результаты гидравлических и механических испытаний, заводские номера труб и номер партии.

Все детали, узлы трубопроводов и элементы запорной арматуры должны иметь сертификаты заводов-изготовителей или технические паспорта (раздел 4 ВСН 012-88).

Все трубы, детали трубопроводов, элементы запорной (распределительной) арматуры могут быть приняты в монтаж только после прохождения приемки и (или) освидетельствования на соответствие их требованиям раздела 4 ВСН 012-88, а также требованиям ВСН 006-89.

Для обеспечения требуемого уровня качества при производстве сварочных работ необходимо производить:

- проверку квалификации сварщиков;

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							78
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- контроль исходных материалов, труб, запорной и распределительной арматуры;
- систематический операционный (технологический) контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки;
- визуальный контроль и обмер готовых сварных соединений;
- проверку сварных швов неразрушающими методами контроля;
- проверку соответствия технологии сварки требованиям нормативных документов;
- проверку наличия клейма сварщика на каждом стыке.

Количество проверяемых стыков определено в объеме:

- 100 % радиографическим методом для участков С и В категории;
- сварные соединения захлестов, ввариваемых вставок и швы приварки арматуры контролируются в объеме 100 % радиографическим методом и 100 % ультразвуковым методом (согласно ВСН 012-88 п.5.24 табл.4).

Радиографический контроль качества сварных соединений трубопроводов должен осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ 7512-82. Безопасность работ при этом должна быть обеспечена согласно требованиям СП 2.6.1.2612-10 и СанПин 2.6.1.2523-09.

Контроль сварочных материалов осуществляется работниками специализированной службы входного контроля или комиссией, в состав которой входят представители монтажной организации, сварочной службы отдела снабжения (разд.5 ВСН 012-88).

В производство допускаются материалы и изделия только при наличии сертификатов, паспортов или других сопроводительных документов от заводов поставщиков.

Операционный контроль осуществляют мастера и производители работ. При этом осуществляется проверка правильности и необходимой последовательности выполнения технологических операций по сборке и сварке в соответствии с

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							79
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

требованиями ВСН 006-89 и действующих операционных технологических карт.

Оценка состояния защитных покрытий осуществляется в процессе нанесения их на заводе. Приемочный контроль состояния изоляции законченных строительством участков трубопроводов осуществляют в соответствии с требованиями и методиками, изложенными в ГОСТ Р 51164-98 гл.6.

Необходимо производить визуальный контроль состояния покрытия, а также выполнить проверку толщины изоляционного покрытия на 10 % труб в заводском покрытии и в местах вызывающих сомнения.

Для обеспечения высокого начального качества изоляционных покрытий трубопроводов, подземных устройств и узлов должны быть обеспечены требования к контролю всех технологических операций изоляционно-укладочных работ в соответствии с требованиями ВСН 005-88, ВСН 012-88.

Укладка труб в траншею, засыпка траншеи, восстановление трассы и работы по рекультивации должны производиться в соответствии с решениями принятыми в данной работе и требованиями ВСН 005-88.

Контроль качества очистки полости, испытание на прочность и проверка на герметичность осуществляется по специальной инструкции. Специальная рабочая инструкция составляется строительно-монтажной организацией и застройщиком с учетом местных условий производства работ, согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии по испытанию трубопроводов (п.7.30 ВСН 011-88).

Оценка выполнения указанных работ производится в соответствии с требованием ВСН 012-88.

Результаты всех видов контроля фиксируются в журналах производства работ.

Дефекты, выявленные при всех видах контроля качества работ, должны быть в обязательном порядке устранены.

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							80
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

8 Перечень мероприятий по энергосбережению

Снижение энергозатрат на перекачку обеспечивается созданием оптимальных режимов движения перекачиваемого продукта в трубопроводе путём подбора диаметра труб при выполнении гидравлического расчета.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

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

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и автотранспорте определяется исходя из принятых методов производства работ, на основании объемов основных строительного-монтажных работ, среднегодовой производительности машин и механизмов. Комплектация потока при строительстве линейной части, и его оснащенность определяется по ВСН 2-133-81, а также, по соответствующим ГЭСН, исходя из условий производства работ, а также массы монтируемых строительных конструкций.

Нормативное число машин принимается с учетом планово-предупредительных ремонтов.

Перечень строительных машин, механизмов и автотранспорта приведен в томе 6 «Проект организации строительства».

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

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ						Лист
						82

10 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности

Количество рабочих мест определяется исходя из необходимости обеспечения нормального производственного процесса и рассчитывается по категориям работников (рабочие, руководители, специалисты) и назначению рабочих мест.

Численность и состав производственного персонала проектируемого объекта определены, исходя из необходимости решения следующих задач:

- непрерывный технологический режим эксплуатации проектируемых трубопроводов;
- постоянный контроль работоспособности эксплуатируемого оборудования;
- эксплуатация и ремонт имеющегося оборудования.

Численность работающих и штатное расписание могут быть уточнены и изменены в соответствии с технологической необходимостью и занятостью работающих.

Увеличение численности эксплуатационного персонала производится руководством ООО «ЯРГЕО» по совокупности объемов работ вводимых в эксплуатацию объектов.

Постоянных рабочих мест проектируемом объектом не предусматривается.

Персоналом проводятся плановые осмотры, обслуживание и визуальный контроль согласно план-графику проведения ТОиТР.

Эксплуатация проектируемых линейных объектов осуществляется существующим персоналом ООО «ЯРГЕО». Увеличение штата не предусмотрено.

Весь обслуживающий персонал базируется на территории УПН Ярудейского месторождения.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							83

Численность обслуживающего персонала для проектируемого объекта приведена в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Численность обслуживающего персонала для проектируемого объекта

Код профессии	Группа производственных процессов	Наименование работ, должности	Численность				Всего
			Вахта 1		Вахта 2		
			Смены				
			1	2	1	2	
15824	1б, 2г	Оператор по добыче нефти и газа (4, 5, 6 разряд)	12	3	12	3	30
		Итого	15		15		

Проектными решениями предусмотрено современное оборудование с высоким уровнем автоматизации, позволяющим вести дистанционный контроль и управление производственным процессом добычи, сбора продукции без постоянного присутствия персонала на технологических объектах, что улучшает условия труда работников.

В соответствии с Единой системой классификации и кодирования информации (ЕСКК) Российской Федерации для определения названия профессии персонала использован Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов (ОК 016-94), принятый Постановлением Госстандарта РФ от 26.12.1994 № 367.

Основные квалификационные характеристики профессий рабочих проектируемого объекта приведен в таблице 10.2.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									84
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ			

Таблица 10.2 – Основные тарифно-квалификационные характеристики профессий рабочих

Код и наименование профессии (в соответствии с ОК 016-94)	Функциональные обязанности
15824 Оператор по добыче нефти и газа	Ведение технологического процесса, обеспечение бесперебойной работы скважин, измерительных установок. Монтаж, демонтаж, техническое обслуживание и ремонт наземного промышленного оборудования, установок, механизмов и коммуникаций. Измерение величин различных технологических параметров с помощью контрольно-измерительных приборов. Текущее обслуживание насосного оборудования.

Конкретное содержание, объем и порядок выполнения работ на каждом рабочем месте с учетом специализации работников, устанавливаются на предприятии рабочими инструкциями.

10.1 Организация и оснащение рабочих мест

Основой организации трудового процесса на производстве является организация рабочих мест по зонам обслуживания, размещение которых соответствует принятому режиму проведения технологического процесса.

Рабочие места персонала обеспечиваются комплексом производственно-бытовых помещений и оснащаются средствами связи, оборудованием, контрольно-измерительными приборами, вычислительной техникой, инструментом, инвентарем, материалами и запчастями.

Важное организационное мероприятие – подготовка рабочих мест (обеспечение рабочих мест всем необходимым для работы).

Правильно организованное рабочее место позволяет при наименьшей затрате сил и средств, благодаря рациональной и культурной организации труда, достигать наивысшей производительности.

При организации рабочих мест должны соблюдаться условия труда:

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		85

- санитарно-гигиенические (освещение, размер площадей, уровень шума, температура, влажность);
- психофизиологические условия труда (объемы получаемой информации, скорость ее обработки, цветовое решение);
- социально-бытовое обслуживание (медицинское, общественное питание, организация отдыха).

Организация рабочих мест по эксплуатации и обслуживанию проектируемых объектов соответствует прогрессивным технологическим, организационным и санитарно-гигиеническим нормам (предусмотрены площадки обслуживания, ограждения узлов арматуры и т. д.).

Обслуживающий персонал проектируемого объекта обеспечен:

- технически исправным оборудованием, инструментами и приспособлениями, электрооборудованием, отвечающим требованиям инструкции по эксплуатации завода-изготовителя и правилам устройства и безопасной эксплуатации;
- необходимыми приборами и системами контроля;
- необходимыми сертифицированными средствами индивидуальной защиты, спецодеждой и специальной обувью, смывающими и обезжиривающими средствами, согласно утвержденным нормам выдачи;
- средствами оказания первой медицинской помощи;
- первичными средствами пожаротушения.

Для обеспечения удобства и безопасности при монтаже, эксплуатации и ремонте оборудования проектом предусмотрены необходимые проезды и подходы ко всем объектам, площадки для обслуживания.

Для управления производственным процессом проектом предусмотрено современное оборудование с высоким уровнем автоматизации, позволяющим вести дистанционный контроль и управление с автоматизированных рабочих мест

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			86

(АРМ), что улучшает условия труда работников.

Постоянных рабочих мест на проектируемом объекте не предусматривается. Весь обслуживающий персонал базируется на территории УПН Ярудейского месторождения.

С целью создания нормальных санитарно-гигиенических условий, соблюдения правил промышленной безопасности, охраны труда и снижения степени риска предприятия предусмотрены следующие мероприятия:

- оснащение объектов первичными средствами пожаротушения;
- социально-бытовое обеспечение работников предприятия;
- обеспечение работников средствами индивидуальной защиты;
- обеспечение работников средствами для проведения текущего и внепланового ремонта;
- все предусмотренные машины, механизмы и оборудование, используемые в строительстве, имеют необходимые сертификаты с гигиеническим заключением.

Действующий персонал обеспечен всеми необходимыми помещениями производственно-бытового и медицинского назначения, расположенными на территории УПН Ярудейского месторождения.

Питание персонала организовано в столовой ВЖК.

Проживание обслуживающего персонала предусмотрено в Вахтовом жилом комплексе ЯНГКМ.

На территории вахтового жилого комплекса ЯНГКМ имеется фельдшерский здравпункт.

Санитарно-бытовое обслуживание персонала (гардеробные, санузлы, душевые и т.д.) обеспечивается в соответствии с группой производственных процессов согласно требованиям СП 44.13330.2011.

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			87

технического обслуживания.

Метод работы – вахтовый. Продолжительность смены составляет 12 часов, вахта до 30 дней при нормальном режиме работы (ст. 299 Трудового кодекса РФ от 31.12.2001 № 197-ФЗ).

Общая продолжительность внутрисменного перерыва для отдыха и питания устанавливается, как правило, от 30 до 60 минут.

На объектах с непрерывным производством, где перерыв для отдыха и питания устанавливать нельзя, работникам должна быть предоставлена возможность приема пищи в течение рабочего времени.

Время начала работы каждой смены, начала и окончания обеденного перерыва, окончания работы и другие меры по регламентации труда и отдыха на производстве отражаются в правилах внутреннего трудового распорядка, разработанных на основании типовых правил и введенных в действие в установленном порядке. Длительность и частота труда и отдыха внутри смены устанавливаются в зависимости от характера труда и степени утомляемости рабочих.

По окончании вахтовой работы работникам предоставляется межвахтовый отдых в местах постоянного жительства. Продолжительность межвахтового отдыха определяется суммой часов, переработанных сверх установленного законодательством времени в течение вахты из расчета один день отдыха за каждые 8 часов переработки.

Правилами внутреннего распорядка и графиками сменности устанавливается время начала и окончания ежедневной работы (ст. 100 ТК РФ № 197-ФЗ), равномерное чередование работников по сменам (ст. 103 ТК РФ № 197-ФЗ), а также время и длительность перерывов для отдыха и питания, продолжительность ежедневного отдыха между сменами и еженедельный непрерывный отдых в пределах, предусмотренных законодательством (ст. 108, 110 ТК РФ № 197-ФЗ).

Достижение нормальной продолжительности рабочего времени на проектируемом объекте согласно статьям 91 и 301 «Трудового Кодекса РФ» от

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ						Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	89

- Федеральный закон Российской Федерации от 21.11.2011 № 323-ФЗ «Об основах охраны здоровья граждан в Российской Федерации».

Правительством Российской Федерации 27.12.2010 принято Постановление № 1160 «Об утверждении Положения о разработке, утверждении и изменении нормативных правовых актов, содержащих государственные нормативные требования охраны труда» которым установлено, что к нормативным правовым актам, содержащим государственные нормативные требования охраны труда, относятся стандарты безопасности труда, правила и типовые инструкции по охране труда, государственные санитарно-эпидемиологические правила и нормативы (санитарные правила и нормы, санитарные нормы, санитарные правила и гигиенические нормативы, устанавливающие требования к факторам производственной среды и трудового процесса).

Проекты актов, содержащих требования охраны труда, разрабатываются:

- организациями, учреждениями, ассоциациями, объединениями, государственными внебюджетными фондами;
- федеральными органами исполнительной власти, осуществляющими функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в установленной сфере деятельности, с участием представителей отраслевых объединений профсоюзов и отраслевых объединений работодателей.

Таким образом, система охраны труда включает в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия, которые направлены на создание условий труда, отвечающих требованиям сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.

В соответствии со ст.212 Трудового кодекса РФ работодатель обязан обеспечить:

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			91

- предоставление федеральным органам исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере охраны труда, федеральному органу исполнительной власти, уполномоченному на осуществление федерального государственного надзора за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, другим федеральным органам исполнительной власти, осуществляющим государственный контроль (надзор) в установленной сфере деятельности, органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области охраны труда, органам профсоюзного контроля за соблюдением трудового законодательства и иных актов, содержащих нормы трудового права, информации и документов, необходимых для осуществления ими своих полномочий;
- принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи;
- расследование и учет в установленном порядке несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- санитарно - бытовое обслуживание и медицинское обеспечение работников в соответствии с требованиями охраны труда, а также доставку работников, заболевших на рабочем месте, в медицинскую организацию в случае необходимости оказания им неотложной медицинской помощи;

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			94

Статья 226 Трудового кодекса РФ регламентирует, что финансирование мероприятий по улучшению условий и охраны труда работодателями (за исключением государственных унитарных предприятий и федеральных учреждений) осуществляется в размере не менее 0,2 % суммы затрат на производство продукции (работ, услуг). Типовой перечень ежегодно реализуемых работодателем за счет указанных средств мероприятий по улучшению условий и охраны труда и снижению уровней профессиональных рисков устанавливается федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере труда.

Управление охраной труда на предприятии включает следующие мероприятия:

- организацию, осуществление обучения работающих безопасности труда и пропаганду вопросов охраны труда;
- обеспечение безопасности производственного оборудования, строительных машин и механизмов, производственных процессов;
- осуществление нормализации санитарно-гигиенических условий труда;
- обеспечение работающих средствами индивидуальной и коллективной защиты;
- расследование и учет несчастных случаев и причин травматизма;
- обеспечение оптимальных режимов труда и отдыха, работающих;
- организацию лечебно-профилактического обслуживания работающих;
- обеспечение санитарно-бытового обслуживания работающих.

10.4 Факторы производственной среды

Совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, оказывающих влияние на здоровье и работоспособность человека в процессе труда, являются условиями труда работающего.

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							96
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 все производственные факторы по сфере своего происхождения подразделяют на следующие две основные группы:

- факторы производственной среды;
- факторы трудового процесса.

Неблагоприятные производственные факторы по результирующему воздействию на организм работающего человека подразделяют:

- на вредные производственные факторы, то есть факторы, приводящие к заболеванию, в том числе усугубляющие уже имеющиеся заболевания;
- опасные производственные факторы, то есть факторы, приводящие к травме, в том числе смертельной.

Согласно Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» исходя из степени отклонения фактических уровней факторов рабочей среды и трудового процесса от гигиенических нормативов, условия труда по степени вредности и опасности условно подразделяются на четыре класса: оптимальные, допустимые, вредные и опасные (рисунок 10.1).



Рисунок 10.1 – Классы условий труда

Оптимальные условия труда (1 класс) – условия, при которых сохраняется

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							97

мВт/кв.см. Начиная с этой величины, способность организма выводить тепло исчерпывается и начинается нагрев.

Специфическое действие ЭМИ проявляется при интенсивностях поля гораздо меньших теплового порога. Электромагнитные поля изменяют ориентацию белковых молекул, ослабляя их биохимическую активность. В результате наблюдаются изменение структуры клеток крови, изменения в эндокринной системе, в сердечнососудистой системе; при низких дозах есть большая вероятность влияния на иммунитет.

Методами и способами защиты от влияния электромагнитного поля являются:

- защита временем предусматривает ограничение времени нахождения человека в рабочей зоне, если интенсивность превышает нормы, установленные при условии облучения за смену (восемь часов);
- защита расстоянием применяется, когда невозможно ослабить интенсивность другими способами, увеличивается расстояние между источником излучения и человеком;
- уменьшение излучения в самом источнике выполняется за счет применения согласованных нагрузок и использования экранов, которые отбивают или поглощают излучения.

Для защиты от влияния ЭМИ предусматривается проведение организационных, инженерно-технических мер, а также применение средств индивидуальной защиты.

К организационным мерам относятся: выбор рациональных режимов работы установок, ограничение времени пребывания персонала в зоне излучения и т. д.

Инженерно-технические меры подразумевают рациональное размещение оборудования, использование мер, ограничивающих приток электромагнитной энергии на рабочие места персонала (поглощающие материалы, экраны).

Эксплуатация всех объектов с электропотребителями предусматривается без присутствия постоянного обслуживающего персонала. Техническое обслуживание

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
								110
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

и оперативные переключения выполняются оперативно-эксплуатационным специально обученным персоналом.

Электросетевые объекты не представляют опасности с точки зрения влияния электромагнитных излучений на оперативный эксплуатационный персонал при соблюдении им требований «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правил эксплуатации электроустановок потребителей».

На основании вышеизложенного, специальных мер защиты от электромагнитных излучений не требуется и проектной документацией не предусматривается.

10.10 Качество воздуха

Вредное действие химических веществ на обслуживающий персонал определяется как свойствами самого вещества, так и особенностями организма человека:

- общетоксические химические вещества вызывают расстройство нервной системы, мышечные судороги, нарушают структуру ферментов, влияют на кроветворные органы, взаимодействуют с гемоглобином;
- раздражающие вещества воздействуют на слизистые оболочки, верхние и глубокие дыхательные пути;
- сенсибилирующие вещества (аллергены) повышают чувствительность организма к химическим веществам.

К источникам воздействия на атмосферный воздух в период эксплуатации относят точечные, линейные, площадные объекты выброса взвешенных и химических веществ. По функциональному назначению источники воздействия связаны с различными технологическими операциями при эксплуатации проектируемого объекта.

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							111
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 10.9 – Тяжесть трудового процесса

Показатели тяжести трудового процесса	Класс условий труда			
	Оптимальный (легкая физическая нагрузка)	Допустимый (средняя физическая нагрузка)	Вредный (тяжелый труд)	
	1	2	3.1	3.2
Физическая динамическая нагрузка (единицы внешней механической работы за смену, кг м)				
При региональной нагрузке (с преимущественным участием мышц рук и плечевого пояса при перемещении груза на расстоянии до 1 м)	-	+	-	-
При общей нагрузке (с участием мышц рук, корпуса)	-	+	-	-
Масса груза, принимаемого и перемещаемого вручну, кг	-	+	-	-
Подъем и перемещение (разовое) тяжестей при чередовании с другой работой (до 2 раз в час)	-	+	-	-
Подъем и перемещение (разовое) тяжестей постоянно в течение рабочей смены	-	+	-	-
Суммарная масса грузов, перемещаемых в течение каждого часа смены	-	+	-	-
Стереотипные рабочие движения (количество за смену)				
При локальной нагрузке (с участием мышц кистей и пальцев рук)	-	+	-	-
При локальной нагрузке (с преимущественным участием мышц рук и плечевого пояса)	-	+	-	-
Статическая нагрузка, величина статической нагрузки за смену при удержании груза, приложение усилий, кг	-	+	-	-
Рабочая поза				
Наклоны корпуса	-	+	-	-
Перемещение в пространстве	-	+	-	-
Общая оценка тяжести трудового процесса	-	+	-	-

Общая оценка тяжести трудового процесса (на основании числа показателей тяжести) – класс 2 (допустимый).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

Лист

114

10.11.2 Напряженность трудового процесса

Оценка напряженности труда профессиональной группы работников основана на анализе трудовой деятельности и ее структуры, которые изучаются путем хронометражных наблюдений в динамике всего рабочего дня в течение одной недели. Все факторы (показатели) трудового процесса имеют качественную или количественную характеристики и сгруппированы по видам нагрузок: интеллектуальные, сенсорные, эмоциональные, монотонные, режимные нагрузки.

Анализ основан на учете всего комплекса производственных факторов, создающих предпосылки для возникновения неблагоприятных нервно-эмоциональных состояний (перенапряжения) и производится согласно Р 2.2.2006-05.

Классы условий труда по показателям напряженности трудового процесса представлены в таблице 10.10.

Таблица 10.10 – Классы условий труда по показателям напряженности трудового процесса

Показатели напряженности трудоого процесса	Класс условий труда			
	Оптимальный	Допустимый	Вредный	
	1	2	3.1	3.2
Интеллектуальные нагрузки				
Содержание работ	-	+	-	-
Восприятие сигналов (информации) и их оценка	-	+	-	-
Степень сложности задания	-	+	-	-
Характер выполняемой работы	-	+	-	-
Сенсорные нагрузки				
Длительность сосредоточенного наблюдения (% от времени смены)	-	+	-	-
Плотность сигналов (световых, звуковых) и сообщений в среднем за час работы	-	+	-	-
Число производственных объектов одновременного наблюдения	-	+	-	-
Нагрузка на зрительный анализатор	-	+	-	-

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		115

сказываются на работоспособности.

Эффективным средством поддержания высокой работоспособности человека является переменный темп работы в течение рабочей смены с учетом закономерностей изменения ее динамики на протяжении смены. С физиологической точки зрения полезно менять положение корпуса тела, ног, рук, что улучшает тонус мышц и кровообращение. Необходимо создать условия для замены рабочей позы путем легкой трансформации рабочего места с тем, чтобы при переходе от одной позы к другой, угол зрения по отношению к рабочей поверхности оставался неизменным.

В условиях механизированного и автоматизированного производства увеличивается количество информации, поступающей к исполнителю, что повышает нервно-психическое напряжение.

Одним из средств, обеспечивающих оптимальное нервно-психическое напряжение, является использование научно обоснованных норм обслуживания оборудования. Другим средством снижения нервно-психической напряженности является чередование различных видов нагрузки.

10.12 Общая гигиеническая оценка

На основании вышеприведенных оценок условий труда составлена итоговая таблица по оценке условий труда - таблица 10.11.

Таблица 10.11 – Общая гигиеническая оценка условий труда

Фактор	Класс условий труда						
	Оптимальный	Допустимый	Вредный				Травмоопасный
	1	2	3.1	3.2	3.3	3.4	4
Химический	-	+	-	-	-	-	-
Биологический	Отсутствует		-	-	-	-	-
Физические: аэрозоли - Ф	Отсутствует		-	-	-	-	-
Шум	-	+	-	-	-	-	-
Вибрация общая	-	+	-	-	-	-	-
Инфразвук	Отсутствует		-	-	-	-	-
Ультразвук	Отсутствует		-	-	-	-	-

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

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

Лист

117

- вредные химические вещества;
- ионизирующие и неионизирующие излучения;
- воздействие повышенной (пониженной) температуры;
- воздействие электрического тока, электрических и электромагнитных полей;
- воздействие биологических факторов (микроорганизмы, насекомые);
- пониженная видимость.

В соответствии со статьей 215 Трудового кодекса Российской Федерации средства индивидуальной защиты работников, в том числе иностранного производства, соответствуют требованиям охраны труда, установленным в Российской Федерации, и имеют сертификат соответствия. Приобретение и выдача работникам средств индивидуальной защиты, не имеющих сертификата соответствия, не допускается.

Хранение, стирка, сушка, ремонт, дезинфекция и обеззараживание специальной одежды, специальной обуви и средств индивидуальной защиты работников осуществляются за счет средств работодателя ООО «ЯРГЕО» в соответствии со статьей 221 «Трудового кодекса Российской Федерации».

К средствам индивидуальной защиты относятся:

- специальная одежда;
- специальная обувь;
- изолирующие костюмы;
- средства защиты органов дыхания;
- средства защиты рук;
- средства защиты головы;
- средства защиты органа слуха;
- средства защиты глаз;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

Лист

122

- применение рациональных режимов труда и отдыха с целью снижения воздействия на работников психофизиологических, опасных и вредных производственных факторов;
- оснащение технологических процессов устройствами, обеспечивающими получение своевременной информации о возникновении опасных и вредных производственных факторов при отдельных технологических операциях;
- осуществление мер по пожаро- и взрывобезопасности, предупреждению загрязнения окружающей природной среды выбросами (сбросами) вредных веществ;
- обучение и инструктирование работников безопасным приемам и методам работы, использованию средств коллективной и индивидуальной защиты и осуществление контроля за их правильным применением;
- уровень автоматизации, обеспечивающий предупредительную и аварийную сигнализацию об отклонениях технологических параметров от допустимых значений и автоматические технологические операции, направленные на предупреждение аварийных ситуаций, в т.ч. остановки и отключения оборудования;
- во взрывоопасных зонах предусматривать использование взрывозащищенного оборудования в соответствии с категориями и группами образующихся взрывоопасных смесей, специальные мероприятия по молниезащите и защите от статического электричества.

Для защиты работников от вредных и опасных производственных факторов на объекте работодатель обязан обеспечить работника специальной одеждой, специальной обувью и средствами индивидуальной защиты (СИЗ).

Работники не допускаются к работе без предусмотренных средств индивидуальной защиты, в неисправной и загрязненной специальной одежде и

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
								126
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

специальной обуви, а также с неисправными средствами индивидуальной защиты.

Согласно статьи 225 от 30.12.2001 № 197-ФЗ Трудового кодекса РФ все работники, в том числе руководители организаций, а также работодатели, обязаны проходить обучение по охране труда и проверку знания требований охраны труда.

Работодатель обеспечивает обучение лиц, поступающих на работу с вредными и (или) опасными условиями труда, безопасным методам и приемам выполнения работ со стажировкой на рабочем месте и сдачей экзаменов и проведение их периодического обучения по охране труда и проверку знаний требований охраны труда в период работы.

Безопасность производственных процессов достигается предупреждением опасной аварийной ситуации и обеспечивается:

- применением производственного оборудования, удовлетворяющего требованиям нормативной документации и не являющегося источником травматизма и профессиональных заболеваний;
- применением надежно действующих и регулярно проверяемых подъемных механизмов, контрольно-измерительных приборов, устройств противоаварийной защиты и пожарной сигнализации;
- применением быстродействующей герметичной запорной арматуры с электроприводом;
- рациональным размещением производственного оборудования и организацией рабочих мест;
- профессиональным отбором, обучением работников, проверкой их знаний и навыков безопасности труда;
- применением средств защиты персонала;
- соблюдением установленного порядка и организованности на каждом рабочем месте высокой технологической и трудовой дисциплины;

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			127

- осуществлением производства работ повышенной опасности в соответствии с инструкцией, устанавливающей требования к организации и безопасному проведению таких работ, а также утвержденным порядком оформления нарядов-допусков.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	

12 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

В период эксплуатации трубопровод подлежит периодическому контролю технического состояния, путем проведения плановых осмотров, ревизий и диагностики. На основании результатов ревизий и диагностики разрабатывается график выполнения ремонтных работ на промышленном трубопроводе.

Текущие виды ремонта выполняются силами и средствами аварийно-восстановительных бригад с привлечением при необходимости специальных подразделений и служб.

К текущим видам ремонта относятся:

- восстановление обваловки;
- ремонт изоляции;
- подбивка сальников и затяжка фланцевых соединений запорной арматуры;
- установка и восстановление опознавательных знаков;
- ремонт ограждений узлов;
- другие виды текущих работ.

Капитальный ремонт трубопровода выполняется силами и средствами ремонтно-строительных подразделений Заказчика или сторонними специализированными организациями.

Капитальный ремонт выполняется, как правило, по результатам проведения ревизий и диагностики трубопровода специализированными организациями, а также после ликвидации аварийных ситуаций в целях выполнения противоаварийных мероприятий.

Сведения о проведенных ремонтных работах должны быть внесены в исполнительную документацию и паспорт трубопровода.

Все виды ремонтных работ должны выполняться в соответствии с ППБО-85.

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							129
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

Автоматизация систем управления проектом не предусматривается.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

14 Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению

Воздействие отходов хозяйственной и производственной деятельности в период проведения работ на окружающую среду обусловлено:

- количеством образования, классом опасности, свойствами отходов;
- условиями сбора и временного хранения отходов на участке проведения работ;
- условиями транспортировки отходов к местам захоронения (размещения), специализированным организациям.

В период проведения работ образуются отходы производства и потребления, неоднородные по составу и классу опасности.

Согласно ст.1 Федерального закона от 24.06.1998 N 89-ФЗ: отходы производства и потребления (далее – отходы) - вещества или предметы, которые образованы в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления, которые удаляются, предназначены для удаления или подлежат удалению в соответствии с законодательством РФ.

При строительстве и эксплуатации проектируемых объектов образуются отходы производства и потребления. К отходам производства относятся отходы при проведении строительных работ, обслуживания агрегатов и оборудования. К отходам потребления относятся отходы, образующиеся в результате жизнедеятельности людей. Учету подлежат все виды отходов.

Отходы, образующиеся при обслуживании автотранспорта и ДСТ в процессе строительства (отработанные масла, аккумуляторные батареи, фильтры, и т.д.), в рамках данного проекта не рассматриваются, так как данные отходы утилизируются автотранспортными предприятиями, на балансе которых находится техника.

В соответствии с Законом РФ «Об отходах производства и потребления» все отходы, образующиеся при строительстве проектируемых объектов, подлежат

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

							Я-389/Y000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			131

обязательному размещению. Накопление отходов допускается в строго отведенных местах временного складирования отходов, оборудованных в соответствии с природоохранными требованиями в зависимости от класса опасности и физико-химической характеристики отходов.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Я-389/У0000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

15 Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности

Проектные решения по эксплуатации трубопроводов, кроме положений норм технологического проектирования, разработаны на основе требований системы стандартов безопасности труда (ССБТ), определяющих требования, направленные на обеспечение безопасности, сохранения здоровья и работоспособности человека в процессе труда и учитывающих:

- виды опасных и вредных производственных факторов;
- безопасность производственных процессов;
- требования к средствам защиты работающих;
- организационно-методические мероприятия в процессе эксплуатации.

Техническое обслуживание арматуры производится периодически и не требует постоянного присутствия персонала. Применяемое оборудование соответствует требованиям ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.044-80* «Система стандартов безопасности труда. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требования безопасности», ГОСТ 12.2.007.0-75* «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности», ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий».

Применяемое в проекте производственное оборудование, транспортные средства, технологические процессы, материалы и средства индивидуальной и коллективной защиты работников соответствует требованиям охраны труда, установленным законом РФ.

Принято оптимальное, с точки зрения безопасности, размещение арматуры, а также обучение производству работ, инструктажи, оформление самих работ и контроль, за выполнением мер безопасности при проведении тех или иных видов работ при строительстве и эксплуатации объектов.

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							133
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Технические решения, принятые в проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно – гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов при соблюдении принятых проектом мероприятий.

Принят необходимый объем мероприятий по технике безопасности и охране труда, а также противопожарные мероприятия, обеспечивающие безопасную эксплуатацию запроектированных объектов.

Арматура расположена на высоте, удобной для обслуживания.

В проекте принят ряд технических решений по обеспечению безопасности объектов:

- технологический процесс непрерывен и полностью герметизирован;
- арматура и трубы приняты в соответствии с характеристикой процессов по государственным стандартам, отраслевым стандартам, каталогам заводов-изготовителей, имеет сертификаты соответствия требованиям промышленной пожарной безопасности;
- запорная арматура соответствует классу герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544-2015;
- защитное заземление трубопроводов и арматуры выполнено в соответствии с ПУЭ.

Технические решения, принятые в проектной документации, обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов проектирования, при соблюдении проектных решений, общих правил техники безопасности и инструкций по технике безопасности.

В качестве основных мероприятий по обеспечению промышленной безопасности в проекте приняты:

- герметизированная система транспортировки продукта;

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			134

- соблюдение допустимых расстояний в существующих коридорах коммуникаций;
- контроль давления в трубопроводе;
- выбор материала труб и арматуры исходя из условий эксплуатации;
- подземная прокладка трубопроводов на нормативной глубине;
- выбор толщины стенки трубопровода с учетом скорости коррозии;
- 100% контроль сварных стыков;
- испытания трубопроводов на прочность и герметичность;
- установка опознавательных знаков;
- запорная арматура имеет класс герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544-2015;
- после окончания строительства производится рекультивация нарушенных земель и передача землепользователю временной полосы отвода.

В целях установления безопасных параметров ведения технологических процессов, а также выполнения необходимых требований пожарной безопасности, направленных на предотвращение возможности возникновения пожара и обеспечения противопожарной защиты людей и имущества в случае пожара, наружные установки категорируются по взрывопожарной и пожарной опасности, в соответствии ст. 24, 25 ФЗ № 123-ФЗ.

Классификационная характеристика проектируемых линейных объектов по взрывопожарной и пожарной опасности, классы возможных пожаров приведены в таблице 12.1.

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			135

- система транспорта нефтегазожидкостной смеси полностью герметизирована;

- соединения трубопроводов выполнены сварными;

- трубы, фасонные изделия, имеют антикоррозионное покрытие с защитой сварных соединений (защитное покрытие сертифицировано);

- при пересечении трубопроводов, проектный трубопровод заключается в защитный футляр из стальных труб с установкой на трубопровод опорно-направляющих колец (спейсеров) и герметизацией концов футляра манжетой;

- укладка проектируемых трубопроводов при пересечении существующих коммуникаций выполняется снизу (под существующими трубопроводами) с футеровкой деревянными рейками наружной поверхности трубопровода во избежание повреждений наружной изоляции труб при протаскивании;

- земляные работы в полосе, ограниченной расстоянием 2,0 м в обе стороны от пересекаемых промысловых трубопроводов, производятся вручную без применения ударных инструментов;

- в процессе эксплуатации нефтегазосборных трубопроводов ведется постоянное наблюдение и контроль за состоянием трассы, элементов трубопроводов и их деталей, обязательное периодическое проведение ревизий трубопроводов;

- по обеим сторонам пересекаемых автодорог на расстоянии 300 м от оси проектируемого нефтегазосборного трубопровода устанавливаются знаки «Осторожно, нефтегазопровод!», «Остановка транспорта запрещена».

Места пересечения трубопроводов с существующими коммуникациями обозначаются специальными знаками, запрещающими остановку транспорта и определяющие охранные зоны трубопроводов: «Остановка транспорта запрещена».

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			137

16 Оценка возможных аварийных ситуаций

Трубопроводная система является источником повышенной опасности из-за большого количества сварных и фланцевых соединений, запорной арматуры, условий работы и значительных объемов жидкости, транспортируемой по трубопроводам. Наиболее распространенными являются аварии с разрывом и повреждением трубопровода в результате эксплуатационного износа и воздействия внешних факторов. Аварийная ситуация может возникнуть и по вине человеческой халатности или некомпетентности, либо в результате преднамеренного нанесения вреда (террористический акт). В большинстве случаев аварии вызываются нарушением технологии производства, правил эксплуатации трубопроводов, низкой трудовой и технологической дисциплиной, несоблюдением мер безопасности, отсутствием должного надзора за состоянием трубопроводов.

Возможные причины возникновения аварийных ситуаций на промышленном объекте:

- коррозия трубопроводов;
- физический износ, механическое повреждение или температурная деформация трубопроводов;
- нарушение нормального режима работы и выход параметров за критические значения;
- причины, связанные с внешними воздействиями природного и техногенного характера;
- причины, связанные с ошибками персонала;
- перенапряжение труб, обусловленное нарушениями требований проекта при строительстве;
- несвоевременное обследование трубопроводов;
- скрытые, не выявленные при проведении строительного контроля, дефекты в теле трубы (расслоения);
- дефекты стенки трубопровода (вмятины, риски), нанесенные в процессе

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

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

Лист

138

подготовки труб к монтажу.

В результате аварий происходит разгерметизация трубопровода и разлив жидкости. Как правило, аварии имеют локальный характер, но при несвоевременной локализации могут привести к развитию чрезвычайной ситуации.

При недостаточной автоматизации технологических процессов от обслуживающего персонала требуется высокая квалификация и повышенное внимание. Особую опасность представляют ошибки при пуске и остановке трубопроводов, ведении ремонтных, профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми переходными режимами, с освобождением и заполнением трубопроводов опасными веществами.

Ниже рассматриваются возможные причины возникновения аварий на данном производстве и кратко анализируются возможные последствия.

Причины, связанные с отказами оборудования

К основным причинам, связанным с отказами оборудования, относятся:

- коррозия оборудования и трубопроводов;
- физический износ, механическое повреждение или температурная деформация оборудования и трубопроводов;
- причины, связанные с типовыми процессами.

Прекращение подачи энергоресурсов может привести к нарушению нормального режима работы, выходу параметров за критические значения и созданию аварийной ситуации.

Коррозия трубопроводов

Коррозия трубопроводов может стать причиной частичной разгерметизации. Исходя из анализа аварий на аналогичных объектах, можно сделать вывод, что коррозионное разрушение, при достаточной прочности конструкции трубопроводов, чаще всего имеет локальный характер и не приводит к серьезным последствиям. Однако, при несвоевременной локализации, оно может привести к цепному развитию аварийной или чрезвычайной ситуации.

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
								139
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Антикоррозионная изоляция проектируемого промышленного трубопровода принята в соответствии с требованиями ВСН 008-88; ГОСТ Р 51164-98, ГОСТ 9.602-2005.

При условии качественного исполнения изоляционное покрытие обеспечивает надежную защиту, препятствующую доступу минерализованной воды и кислорода к поверхности стальных трубопроводов.

В процессе строительства, нанесения изоляционных покрытий необходимо выполнять все требования по контролю технологических операций изоляционно-укладочных работ в соответствии с ВСН 008-88, прежде всего: контроль адгезии и сплошности покрытия, рыхления грунта, подготовки траншеи в зимний период, обеспечения подсыпки и присыпки трубопроводов мягким грунтом, укладки труб с исключением повреждений изоляции.

Изоляционное покрытие трубопровода подлежит контролю на соответствие требованиям ГОСТ Р 51164-98 и ведомственной документации на соответствующий вид покрытия.

Для сохранения температурного режима и продления времени безопасной остановки трубопровода надземные участки, соединительные детали и арматура на узлах теплоизолируются.

Физический износ, механическое повреждение или температурная деформация трубопроводов

Физический износ, механические повреждения или температурная деформация трубопроводов может привести как к частичному, так и к полному разрушению трубопроводов и возникновению аварийной ситуации любого масштаба.

Гидродинамические процессы связаны с трубопроводными системами.

Трубопроводные системы являются источником повышенной опасности из-за большого количества сварных и фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры, жестких условий работы и значительных объемов веществ, перемещаемых по ним.

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

										Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ				140

К внешним воздействиям природного и техногенного характера можно отнести:

- грозовые разряды и разряды от статического электричества;
- смерч, ураган, лесные пожары;
- снежные заносы и понижение температуры воздуха;
- подвижка, просадка, пучение грунтов;
- опасности, связанные с опасными промышленными объектами, расположенными в районе объекта;
- опасности, связанные с перевозкой опасных грузов в районе расположения объекта;
- специально спланированная диверсия.

Все вышеперечисленные факторы могут привести к разгерметизации оборудования и трубопроводов и явиться причиной возникновения аварийной ситуации любого масштаба.

Возможными причинами возникновения аварий, непосредственно связанных с выбросом нефти применительно к нефтегазопроводу, приводящим к возникновению ЧС, могут явиться:

Заводские дефекты труб - металлургические дефекты (слоистость стенок труб, закаты, неметаллические включения, плены); использование сталей с нерасчетными характеристиками прочности, пластичности, вязкости; отклонения геометрических характеристик от расчетных (толщина стенки, диаметр труб, величина притупления кромок); дефекты заводских сварных швов (непровары, смещение кромок, шлаковые включения, ослабление околошовных зон основного металла), трещины, царапины и задиры, наносимые на металл в процессе изготовления труб, места ремонта заводского сварного шва.

Дефекты сварных соединений труб, выполняемых в полевых условиях, в основном те же, что и в заводских сварных швах (непровары, подрезы, шлаковые включения, неравнопрочность металла шва с основным металлом, "охрупчивание"

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			142

околошовной зоны и др.).

Механические повреждения труб при транспортировке, строительстве и эксплуатации - вмятины, царапины, задиры, приварка "заплат", "корыт", приварка различного рода крепежных элементов, утонение концевых участков труб при перетаскивании их волоком, сквозные повреждения, гофры.

Перенапряжение труб, обусловленное нарушениями требований проекта или ошибками проектных решений, - довольно частая причина разрушений труб. Наиболее характерными примерами такого рода разрушений являются дополнительное к проектному искривлению трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях вплоть до образования гофр, принятие в проектах недостаточно обоснованных конструкций, недоучет продольных сил в трубах и продольных перемещений и т. п.

Перенапряжение труб в результате действия неучтенных нагрузок. К таким нагрузкам относятся: силовое воздействие оползающих грунтов при укладке труб в тело оползней, размыв подводных трубопроводов, колебания размывтых участков под воздействием потока и т. п.

Коррозия труб приводит к образованию различных выемок, каверн, свищей в стенке трубы, уменьшению ее толщины.

Нарушение правильного режима эксплуатации заключается в превышении рабочего давления, несвоевременном обследовании трубопроводов и выявлении опасных участков (выпучины, интенсивная коррозия и т.п.).

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			143

17 Сведения об опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных зон

Согласно «Правил охраны магистральных трубопроводов» (п. 4.1) для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения, для проектируемых трубопроводов установлена охранная зона вдоль трассы трубопровода - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны (для многониточных трубопроводов - 25 м от осей крайних трубопроводов с каждой стороны).

В охранной зоне трубопроводов должны быть установлены предупредительные плакаты, запрещающие всякого рода действия, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов.

Согласно ВСН 011-88 (п.2.8), (п.2.9) и ГОСТ Р 55990-2014 (п.13.3) перед проведением испытаний на прочность и герметичность предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода продувкой скоростным потоком сжатого воздуха при пневматическом способе испытаний для нефтепроводов без использования очистных поршней.

В соответствии с «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» При гидравлических и пневматических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний должны быть установлены опасные зоны. Зоны безопасности при очистке и испытаниях трубопроводов приведены в таблицах 7.13, 7.14.

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

						Я-389/Y0000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							144

18 Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий, в том числе план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов

Основным веществом, находящимся на производстве, является нефтегазожидкостная смесь.

К мероприятиям по предотвращению утечек и аварий на трубопроводах относятся проектные решения и техническое обслуживание трубопроводов:

- использование труб и арматуры из материалов, соответствующих климатическим

условиям района строительства;

- применение труб повышенной эксплуатационной надежности с наружным и внутренним заводским антикоррозионным покрытием;

- секционирование трубопроводов и выделение ремонтно-эксплуатационных участков (установка отключающей арматуры в точках подключения трубопроводов);

- 100% объем контроля сварных стыков;

- контроль давления в трубопроводе;

- наблюдение за состоянием трубопроводов, узлами арматуры;

- проведение периодических ревизий состояния трубопроводов, которые совмещаются как правило, с планово-предупредительным ремонтом;

- проведение диагностики технического состояния трубопроводов.

Работы по ликвидации аварийных ситуаций выполняются аварийно-восстановительными бригадами по ремонту и эксплуатации трубопроводов или другими специализированными подразделениями по плану ликвидации аварий, разработанных на предприятии эксплуатирующем трубопроводы и утвержденные главным инженером в соответствии с инструкцией Ростехнадзора России.

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		145

Ликвидация разливов – это комплекс организационных, технологических и технических мероприятий.

План мероприятий по ликвидации аварий включает в себя:

- способы отключения аварийного участка (закрытие соответствующей запорной арматуры);
- систему оповещения руководства цеха и аварийной службы;
- оценка характера повреждения, степени опасности;
- способы ликвидации аварии в зависимости от характера повреждения и необходимые для этого средства;
- мероприятия по локализации места аварии;
- мероприятия по ликвидации последствий аварии;
- мероприятия по недопущению повторения аварий и повышению надежности по результатам расследования аварий.

В зависимости от характера аварии и величины разливов продукта к работе по ликвидации аварийных последствий привлекается соответствующая техника и людские резервы. Технические средства включают средства для локализации разливов.

Все аварийно-восстановительные работы выполняются с соблюдением действующих норм и правил по технической эксплуатации, технике безопасности, пожарной безопасности и промсанитарии.

План действия персонала в аварийных ситуациях

Аварийная остановка трубопроводного транспорта осуществляется обслуживающим персоналом использованием средств противоаварийной защиты согласно плану ликвидации аварий (ПЛА), разработанному на предприятии. В нем прописывается: вид и место возможных аварий; условия, опасные для людей и окружающей среды; порядок остановки поврежденного участка; мероприятия по эвакуации людей и охране окружающей среды; действия обслуживающего персонала и ИТР; список должностных лиц и учреждений, которые оповещаются

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

										Я-389/Y000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						146

об аварии и порядок оповещения; перечень аварийно-транспортных средств, механизмов, оборудования, средств связи, пожаротушения.

Все работники подразделений на своих рабочих местах ознакамливаются с ПЛА.

В случае возникновения аварийной ситуации на объекте необходимо:

Оповестить руководителя объекта и находящихся в опасной зоне людей.

Принять первоочередные меры по ликвидации аварии в соответствии с ПЛА (закрытие соответствующей запорной арматуры).

Руководитель объекта или ответственный исполнитель подает сигнал тревоги.

Установить предупредительные знаки для ограждения места аварии.

Принять меры к предупреждению дальнейшего растекания нефти, исключив попадание ее в водоемы.

Уточнить место и размеры аварии.

Сообщить о месте и ориентировочных размерах аварии, возможности подъездов и другие сведения диспетчеру или руководителю подразделения.

Разместить технические средства и персонал аварийно-спасательной бригады на безопасном расстоянии от места аварии в соответствии с действующими правилами техники безопасности.

Предотвратить появление в зоне аварии посторонних лиц и техники.

При возникновении аварии вблизи автомобильных дорог принять меры, исключающие движения транспорта.

При возникновении аварии вблизи ЛЭП и автомобильных дорог сообщить их владельцам об аварии.

Сделать краткую, но ясную запись о случившемся в сменном (вахтенном) журнале, фиксируя место, сущность, причину аварии, принятые меры.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ

Лист

147

После определения характера аварии и принятия решения о способе ее ликвидации работы по ликвидации аварии проводятся специально подготовленным персоналом с привлечением рабочих бригад и специалистов в соответствии с ПЛА и конкретно сложившейся обстановки. Все аварийно-восстановительные работы выполняются с соблюдением действующих норм и правил по технической эксплуатации, технике безопасности, пожарной безопасности.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

19 Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод

Нагрузки и воздействия, действующие на трубопроводы, различаются на:

- силовые нагружения – внутреннее давление среды, собственный вес трубопровода, обустройств и транспортируемой среды, давления (вес) грунта, гидростатическое давление воды, снеговая, ветровая и гололедная нагрузки, нагрузки, возникающие при испытании и пропуске очистных устройств;
- деформационные нагружения – температурные воздействия, воздействия предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб, растяжка компенсаторов и т.д.), воздействия неравномерных деформаций грунта (морозное растрескивание, пучение).

По длительности действия нагрузки различаются на: постоянные, временные длительные, кратковременные и особые.

Согласно ПУЭ (СО 153-34.20.120-2003 Правила устройства электроустановок. Издание 7) район изысканий относится:

- к III району по ветровому давлению, где нормативное ветровое давление 650 Па (рис. 2.5.1 и табл. 2.5.1 ПУЭ-7). Нормативное давление ветра соответствует 10-минутному интервалу осреднения скорости ветра на высоте 10 м над поверхностью земли.

- к II району, нормативная толщина гололедной стенки для высоты 10 м над поверхностью земли, $b_{\text{в}}$ равна 15 мм (рис. 2.5.2 и табл. 2.5.3 ПУЭ-7). Районирование по гололеду производится по максимальной толщине стенки отложения гололеда цилиндрической формы при плотности 0,9 г/см³ на проводе диаметром 10 мм, расположенном на высоте 10 м над поверхностью земли, повторяемостью 1 раз в 25 лет.

- среднегодовая продолжительность гроз 10 – 20 ч.

Расчетная температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 – минус 45,7 °С.

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

											Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата							149

20 Обоснование пространственной жесткости конструкций

Транспортировка и хранение труб производится в соответствии с ГОСТ 10692-80*.

Общие требования к транспортировке и хранению соединительных деталей соответствуют ГОСТ 10692-80*, ГОСТ 17380-2001.

Механически обработанные под сварку торцы подвергаются консервации (препятствующей коррозионным и механическим повреждениям) на время транспортирования и хранения.

Транспортировка стальных труб с покрытием, осуществляется на специальных трубовозах, оборудованных обрешеченными ложементами и мягкими прокладками.

Величина свеса труб и трубных секций при транспортировке не превышает размеров, установленных паспортом на трубовозы (плетевозы).

Трубы и секции малых диаметров (до 219мм) для сокращения времени погрузки-выгрузки, обеспечения сохранности покрытия, исключения провисания труб между тягачом и прицепом и повышения безопасности следует перевозить в пакетах.

Погрузочно-разгрузочные работы выполняются с использованием грузоподъемного оборудования, технические параметры которого соответствуют весу и габаритам труб и сохраняют их качество.

При погрузке и разгрузке труб с изоляционным покрытием особое внимание следует уделять сохранности покрытия. Не допускается использование канатов, цепей и других грузозахватных устройств, вызывающих повреждение покрытия. Все грузоподъемные средства (их рабочие органы) оборудуются защитными устройствами.

При погрузке и разгрузке труб на транспортные средства, а также при складировании с помощью трубоукладчиков используются траверсы с торцевыми захватами. Для исключения повреждений торцов труб паз крюка снабжается

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

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		150

вкладышами из мягкого материала.

При перемещении трубоукладчиком труб с наружным покрытием применяются мягкие полотенца или торцевые захваты с мягкими вкладышами. При этом стрела крана-укладчика обшивается эластичными накладками.

Хранение труб выполняется с обеспечением сохранности покрытия.

При складировании труб места контакта облицовываются амортизирующими материалами. Между рядами в штабеле укладываются эластичные прокладки.

Раскладка изолированных труб по трассе производится трубоукладчиками, оснащенными мягкими стропами, на лежки с мягкими накладками.

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			151

21 Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов

Местность, по которой прокладываются проектируемые трубопроводы, является равнинной. Склонов с крутизной более 15 градусов на ней не встречается, поэтому никаких решений по укреплению оснований трубопроводов не требуется.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

22 Ссылочные нормативные документы

1. Федеральный закон от 30.12.2001г. № 197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации».
2. Федеральный закон от 30.12.2009г. №3 84-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений".
3. Федеральный закон Российской Федерации от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
4. Федеральный закон Российской Федерации от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
5. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
6. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство».
7. Постановление Госгортехнадзора России от 24.04.1992 № 9 «Правила охраны магистральных трубопроводов».
8. Приказ Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 № 970н «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением».
9. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 г. № 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
10. ВСН 005-88 Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация.
11. ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка.

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			153

12. ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание.

13. ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ.

14. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

15. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

16. ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.

17. ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.

18. ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.

19. ГОСТ 14918-80 Сталь тонколистовая оцинкованная с непрерывных линий. Технические условия.

20. ГОСТ 6465-76 Эмали ПФ-115. Технические условия.

21. ГОСТ 25129-82 Грунтовка ГФ-021. Технические условия.

22. ГОСТ 21880-2011 Маты из минеральной ваты прошивные теплоизоляционные. Технические условия.

23. ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки.

24. ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.

25. ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности»,

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

							Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
								154
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- 26. ГОСТ 12.2.044-80 «Система стандартов безопасности труда. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требования безопасности»,
- 27. ГОСТ 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»,
- 28. Правила устройства электроустановок (ПУЭ).
- 29. СП 45.13330.2017 Земляные сооружения, основания и фундаменты.
- 30. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы.
- 31. СП 48.13330.2011 Организация строительства.
- 32. СП 131.13330.2012 Строительная климатология.
- 33. СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.
- 34. СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства.
- 35. СП 14.13330.2014 Строительство и сейсмических районах.
- 36. СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия.
- 37. СП 22.13330.2016 Основания зданий и сооружений.
- 38. СП 28.13330.2017 Защита строительных конструкций от коррозии.
- 39. СП 284.1325800.2016 "Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ".

40. СанПиН 2.1.4.1074-01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения.

41. Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда».

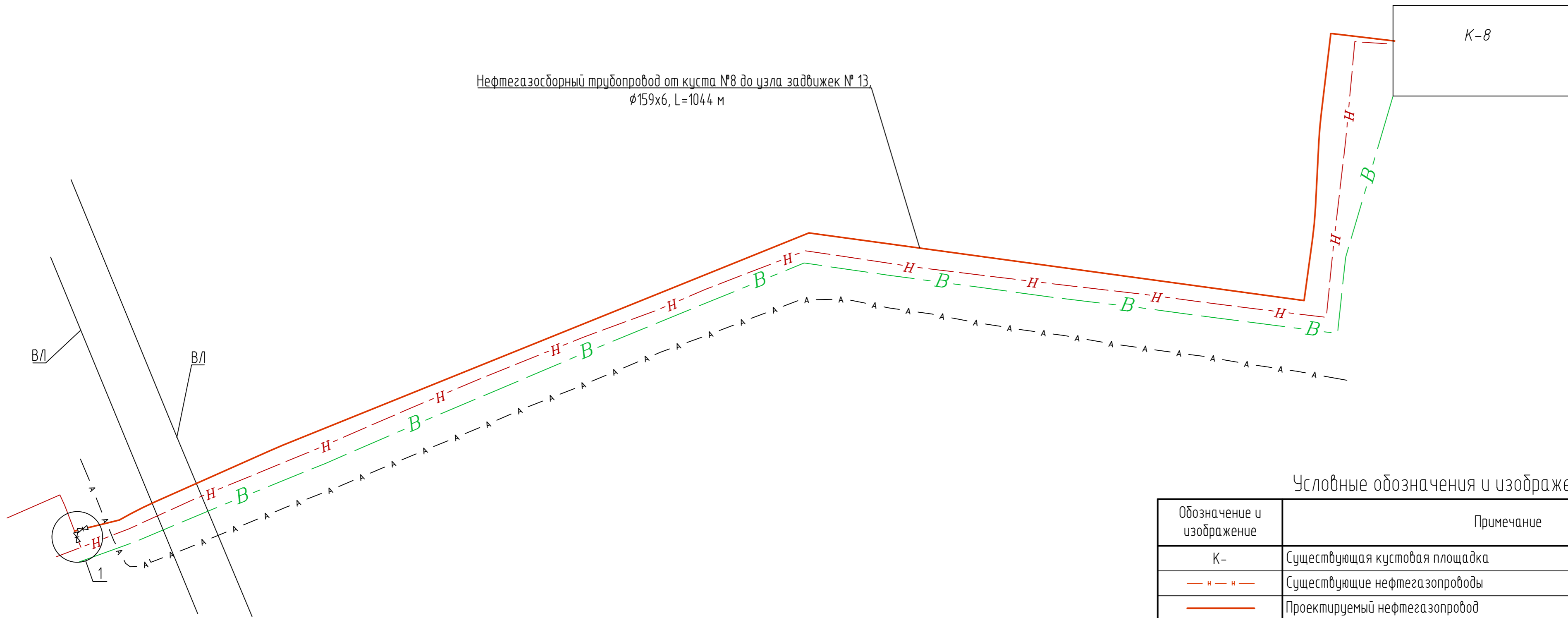
42. МР 2.2.7.2129-06 "Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях".

43. Технический регламент Таможенного союза от 18.10.2011 010/2011 «О безопасности машин и оборудования».

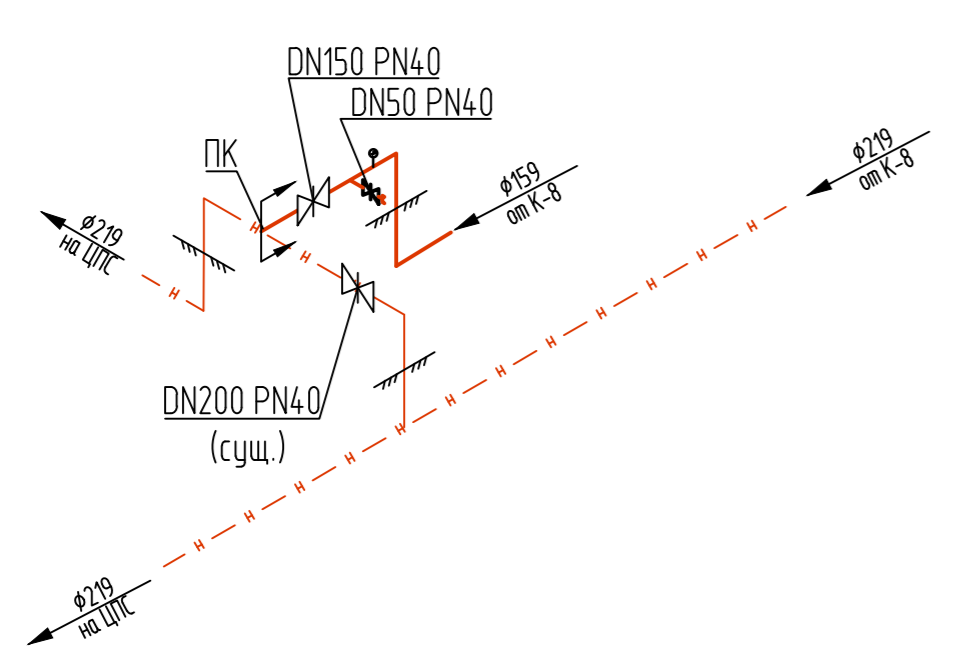
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

						Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2.ТЧ	Лист
							155
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Нефтегазосборный трубопровод от куста №8 до узла задвижек №13
 $\phi 159 \times 6$, L=1044 м



1
 Узел 13 ПК10+44



Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Примечание
К-	Существующая кустовая площадка
---н---	Существующие нефтегазопроводы
—	Проектируемый нефтегазопровод
---а---	Автомобиля существующая
—	Существующий водовод
↑ ↓	Граница проектирования
⊗	Задвижка с ручным управлением
⊙	Контроль давления местный
⊗ ⊗ ⊗ ⊗	Задвижка DN50 PN40
—	ВЛ существующая
ЦПС	Центральный пункт сбора

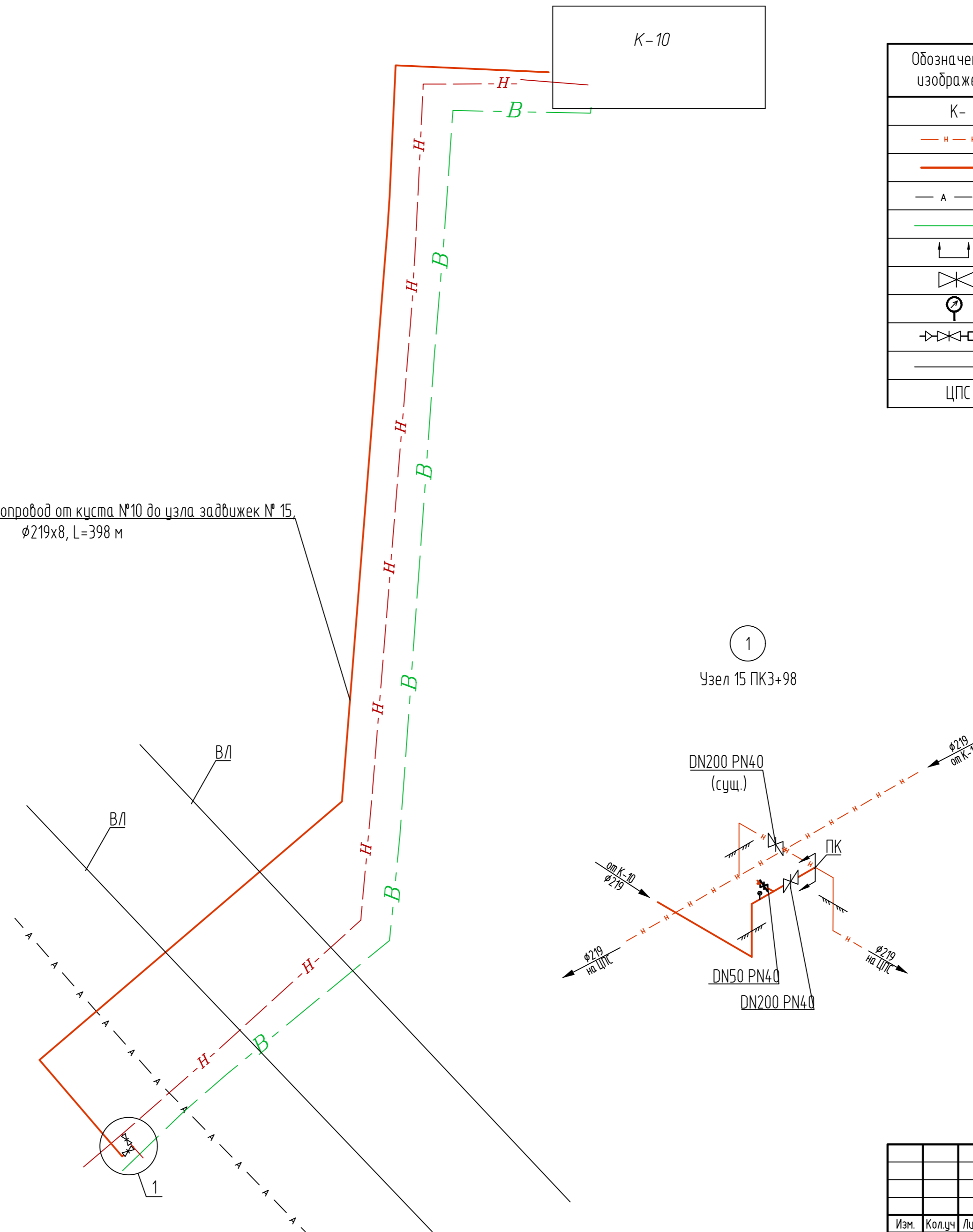
№ кат.	Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инд. №
--------	--------------	--------------	--------------

Я-389/У000006-2021-П-ИОС7.2-С101-ЛТ1					
«Обустройство Ярудейского месторождения. Расширение кустов. 3 очередь»					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Льсов				07.12.21
Нефтегазосборный трубопровод от куста №8 до узла задвижек №13				Стадия	Лист
				П	1
Н.контр. ГИП				Лобастов	07.12.21
Схема трубопровода				ООО «ГИПРОНЕФТЕГАЗ»	

Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Примечание
К-	Существующая кустовая площадка
-H-H-	Существующие нефтегазопроводы
— (solid red) —	Проектируемый нефтегазопровод
-A-A-	Автомобильная дорога существующая
— (solid green) —	Существующий водовод
↑ ↓	Граница проектирования
⋈	Задвижка с ручным управлением
⊙	Контроль давления местный
⋈-C	Задвижка DN50 PN40
— (solid black) —	ВЛ существующая
ЦПС	Центральный пункт сбора

Нефтегазосборный трубопровод от куста №10 до узла задвижек № 15,
 $\phi 219 \times 8$, L=398 м



Я-389/Y000006-2021-П-ИОС7.2-С101-ЛТ2					
«Обустройство Ярудейского месторождения. Расширение кустов. 3 очередь»					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Лысов			07.12.21
Нефтегазосборный трубопровод от куста №10 до узла задвижек № 15				Стадия	Лист
				П	1
Н.контр.				ООО "ГИПРОНЕФТЕГАЗ"	
ГИП				Лобастов	
				07.12.21	