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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 122 от 04.03.2019 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

РЕКОНСТРУКЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ТОБОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (2023 г.)

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 8 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»

19-01-НИПИ/2021-ПБ

Том 8

2022

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

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 122 от 04.03.2019 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

РЕКОНСТРУКЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ТОБОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (2023 г.)

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 8 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»

19-01-НИПИ/2021-ПБ

Том 8

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Заместитель Генерального директора –
Главный инженер М.А. Желтушко

Главный инженер проекта А. П. Викулин

2022

Обозначение	Наименование	Примечание
19-01-НИПИ/2021-ПБ.С	Содержание тома 8	1 л.
19-01-НИПИ/2021-ПБ.Т	Мероприятия по обеспечению пожарной	
	безопасности. Текстовая часть.	48 л.
19-01-НИПИ/2021-ПБ.Г	Графическая часть	3 л.
	Общее количество листов документов,	
	включенных в томе 8	52л.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-ПБ-С

Разраб.	Матус	
Н. контр.	Салдаева	
ГИП	Викулин	

Содержание тома 8

Стадия	Лист	Листов
П		1

ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»

Формат А4

Содержание

1 Краткая характеристика проектируемого объекта, его месторасположение и основные технологические процессы 3
2 Описание системы обеспечения пожарной безопасности линейного объекта и обеспечивающих его функционирование зданий, строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта 12
2.1 Система предотвращения пожара 13
2.2 Система противопожарной защиты 14
3 Характеристика пожарной опасности технологических процессов, используемых на линейном объекте 18
4 Описание и обоснование проектных решений, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта 19
5 Описание проектных решений по размещению линейного объекта, в том числе зданий, строений и сооружений в его составе, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта 21
6 Описание и обоснование объемно-планировочных и конструктивных решений, степени огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности, предела огнестойкости и класса пожарной опасности строительных конструкций обеспечивающих функционирование линейного объекта зданий, строений и сооружений, проектируемых и (или) находящихся в составе линейного объекта 22
7 Перечень мероприятий, обеспечивающих безопасность подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара 25
8 Сведения о категории оборудования и наружных установок по критерию взрывопожарной и пожарной опасности 29
9 Перечень оборудования, подлежащего защите с применением автоматических установок пожаротушения и автоматической пожарной сигнализации 33
10 Описание и обоснование технических систем противопожарной защиты (автоматических систем пожаротушения, пожарной сигнализации, оповещение и управление эвакуацией людей при пожаре, внутреннего противопожарного водопровода, противодымной защиты), описание размещения технических систем противопожарной защиты, систем их управления, а также способа взаимодействия с инженерными системами зданий и оборудованием, работа которого

Согласовано

Взам. инв №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	19-01-НИПИ/2021-ПБ.Т		
Разраб.		Матус				Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности. Текстовая часть	Стадия: П	Лист: 1 / Листов: 47
Н. контр.		Салдаева					ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»	
ГИП		Викулин						

Формат А4

во время пожара направлена на обеспечение безопасной эвакуации людей, тушение пожара и ограничение его развития, а также порядок работы технических систем (средств) для работы автоматических систем пожаротушения и пожарной техники (при наличии таких систем)..... 34
11 Описание технических решений по противопожарной защите технологических узлов и систем 42
12 Описание организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности линейного объекта, обоснование необходимости создания пожарной охраны объекта, расчет ее необходимости сил и средств..... 43
13 Определение пожарных рисков угрозы жизни и здоровью людей, уничтожения имущества (расчет пожарных рисков не требуется при выполнении обязательных требований пожарной безопасности, установленных техническими регламентами, и выполнения в добровольном порядке требований нормативных документов по пожарной безопасности) 46
Библиография 47

1 Краткая характеристика проектируемого объекта, его месторасположение и основные технологические процессы

Настоящая проектная документация разработана на основании задания на проектирование объекта «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023 г.)», утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» И.В. Шараповым.

В настоящем томе предусматривается строительство выкидной линии от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой» и нефтесборного коллектора от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей.

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

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

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

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
				Класс	Категория по назначению	
Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»	Н	114х6	1875	III	II	4,0
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей	Н	219х8	4792	III	II	4,0

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемые промысловые нефтепроводы по диаметру относится к III классу, по назначению относится к категории III. В соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 для трубопроводов, прокладываемых по территории ММГ принята II

категория трубопровода, а на участке перехода трубопровода через водную преграду, включая прибрежные участки длиной не менее 25 м, принята I категория.

Объем контроля сварных соединений составляет 100% радиографическим методом.

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

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

– на узлах подключения к межпромысловому коллектору и прилегающие участки по 15 м давлением Рисп=1,5хРраб МПа в течение 12 часов;

– на узлах пуска и приема очистных устройств и примыкающему к нему участке длиной 100 м давлением Рисп=1,25хРраб МПа в течение 12 часов;

– на узлах линейной запорной арматуры давлением Рисп=1,25хРраб МПа в течение 6 часов;

– на переходах через водные преграды в границах 1%УВВ давлением Рисп=1,25хРраб МПа в течение 12 часов.

Проектные мощности проектируемых трубопроводов определены в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Проектные мощности проектируемых трубопроводов

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

Решения по нефтепроводам

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

Для выкидной линии от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой» настоящим проектом принята труба Ø114х6 мм. Средний шаг опор для трубопровода Ду100 принят – 5-5,25м.

Для НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей настоящим проектом принята труба Ø219х8 мм. Средний шаг опор для трубопровода Ду200 принят – 7,3-9 м.

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

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

– отводов крутоизогнутых с радиусом гиба R=1.5Dy с катушками 400мм (отводы на компенсаторах) и R=3Dy с катушками 650мм из стали повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177, метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А. С гарантией обеспечения ударной вязкости металла трубы не ниже KCU=34,3 Дж/см2 (3,5 кгс м/см2) при температуре испытания минус 60°С для трубопровода Ду100 (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус).

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

– отводов крутоизогнутых с радиусом гиба R=1.5Dy с катушками 400мм из стали повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177, метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А. С гарантией обеспечения ударной вязкости металла трубы не ниже KCU=34,3 Дж/см2 (3,5 кгс м/см2) при температуре испытания минус 60°С для трубопровода Ду200;

– отводов гнутых с радиусом гиба R=1.5Dy, R=5Dy с катушками 650мм из стали повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177, метод А и на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А. С гарантией обеспечения ударной вязкости металла трубы не ниже KCU=34,3 Дж/см2 (3,5 кгс м/см2) при температуре испытания минус 60°С для трубопровода Ду200 (углы от 1 до 90 градусов, шаг 1 градус).

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

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

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

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

По проектируемой трассе нефтегазопровода предусмотрен монтаж технологических опор под трубопровод. Для обеспечения электроизоляции от опор проектом предусмотрен монтаж электроизолирующих паронитовых прокладок между трубопроводом и опорами. Запорную арматуру проектируемого нефтегазопровода предусмотрено монтировать на технологические опоры под задвижки.

Для компенсации перемещения трубопроводов, вызванных изменениями температуры и давления, проектом приняты компенсаторы различных типов. Компенсаторы собираются с помощью сварки из прямолинейных отрезков труб и серийно изготавливаемых отводов из стали повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшей испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177, метод А и на стойкость против ВИР по методике

стандарта NACE TM 0284 в среде А. С гарантией обеспечения ударной вязкости металла трубы не ниже KCU=34,3 Дж/см2 (3,5 кгс м/см2) при температуре испытания минус 60°С.

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

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

Продукты очистки нефтегазопровода из камер пуска и приема очистных устройств через дренажные трубопроводы Ду100 мм поступают в дренажные емкости V=5м^3. Дренажная емкость поставляется в комплекте с клапаном дыхательным механическим со встроенным огнепреградителем. Емкости устанавливаются подземно. Дренажные линии камер пуска и приема оборудуются задвижками клиновыми фланцевыми с ручным управлением Ду100 мм, Ру4,0 МПа.

Узел подключения в конце трассы включает в себя задвижки клиновые с ручным приводом Ду200, Ду250, затвор обратный Ду200, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см2, вентили угловые специальные (ВУС). Настоящий проект не предусматривает пересечение трубопроводами автодорог, оленьих переходов и воздушных линий электропередач.

НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей пересекает р.Памендуй глубиной 1,3 м. В данном проекте пересечение водной преграды выполняется надземным способом в защитном футляре с проведением резервной нитки Ду200. В качестве узлов береговых задвижек в проекте предусмотрены узел отключения на резервную нитку и узел подключения от резервной нитки. Узлы береговых задвижек устанавливаются выше уровня 10% ГВВ. На узлах установлены электроприводные задвижки, манометры со шкалой 0-60 кгс/см2, вентили угловые специальные (ВУС). Узлы находятся в обваловании, сбор стоков

осуществляется в инвентарные поддоны. Также на узле подключения от резервной нитки предусмотрен вантуз, состоящий из задвижки клиновой фланцевой и муфты сухого разъема. Узел подключения к существующему нефтепроводу включает в себя задвижки клиновые фланцевые, затвор обратный, манометры со шкалой 0-60 кгс/см2, вентили угловые специальные (ВУС).

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

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

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

Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой» естественные и искусственные преграды не пересекает.

НСК «от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей» пересекает естественные преграды:

– на ПК31+2 протока, гл.0,85м;

– на ПК34+50 река Помяндуй, гл.1,3м.

Проектируемый нефтесборный коллектор Тобойского нефтяного месторождения не пересекают искусственные преграды и сооружения.

Проектной документацией по трассе «НСК от т.вр. куста 2 Тобой до т.вр. в МПН Перевозное-УПН Варандей» предусматривается установка двух электроприводных задвижек на узлах отключения ПК34+13 и подключения на резервную нитку на ПК35+03.

Электроснабжение потребителей осуществляется от проектируемой трансформаторной подстанции КТПК-40/6/0,4-УХЛ1. Трансформаторная подстанция является основным источником питания для проектируемых электроприемников узла задвижек и обеспечивает электроснабжение потребителей по третьей категории. Для обеспечения 1 категории надежности электроснабжения электропривода задвижек проектом предусматривается установка энергоаккумуляторов. Энергоаккумулятор предназначен для питания электропривода в нормальном режиме работы с внешним электроснабжением и в аварийном режиме при отсутствии внешнего электроснабжения. Энергоаккумулятор состоит из двух частей – емкостного накопителя во взрывонепроницаемой оболочке, заполненной компаундом, и зарядного устройства во взрывонепроницаемой оболочке. Энергоаккумулятор обеспечивает электроснабжение электропривода задвижек в течение 48 часов.

На площадке скв.35 проектом предусматривается установка счетчика жидкости СКЖ. Электроснабжение выполняется от РУНН существующей трансформаторной подстанции, расположенной на площадке скв.35.

Для внешнего электроснабжения узлов задвижек предусматривается строительство отпайки от существующей ВЛЗ-6 кВ. Точкой подключения для проектируемой КТПК является концевая опора проектируемой ВЛЗ-6 кВ. На проектируемой ВЛЗ-6 кВ предусматривается подвеска защищенного провода марки СИП-3 сечением 95 мм2.

Основным источником электроэнергии для электроснабжения потребителей узлов задвижек является ПС 35/6 кВ Перевозного нефтяного месторождения, имеющая двухсекционное ЗРУ-6 кВ. Каждая из секций 6 кВ запитаны от независимых взаимно резервирующих источников питания. На ЗРУ-6 кВ предусмотрена система АВР. Секции шин 6 кВ в нормальном режиме работают раздельно, секционный выключатель разомкнут.

Перечень мероприятий по энергосбережению

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

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

Для теплоизоляции узлов и спецдеталей проектом предусмотрено применение матов минераловатных прошивных с обкладкой из металлической сетки марки МП (МС) толщиной

100 мм МП(МС)-100-2000.1000.100. В качестве покровного слоя предусмотрено использование тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,7 мм.

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

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

Общие технические решения

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

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

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

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

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

– монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;

– монтаж компенсаторов по всей протяженности трасс проектируемых трубопроводов;

– применение теплоизоляции по всей протяженности трасс проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур.

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

Для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, предусмотрены:

– крепление трубопровода технологическими опорами, расположенными на строительных конструкциях;

– применение отводов гнутых и крутоизогнутых, изготовленных из бесшовных труб, для максимального снижения гидравлического сопротивления;

– применение равнопроходной арматуры;

– применение единого диаметра труб на всём протяжении трассы НСК;

– применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок.

Обязательным условием для применения технических устройств, оборудования, материалов и изделий, является наличие документов, подтверждающих их соответствие обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации в ст. 7 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в ст. 20, 23 Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», в том числе требованиям ст. 6 технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011).

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

2 Описание системы обеспечения пожарной безопасности линейного объекта и обеспечивающих его функционирование зданий, строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта

Пожарная безопасность проектируемого объекта «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023 г.)» обеспечивается выполнением требований пожарной безопасности, установленных федеральными законами о технических регламентах, требований нормативных документов по пожарной безопасности, в т.ч. сводов правил и национальных стандартов.

В соответствии с требованиями ст. 5 ФЗ от 22.07.08г.№123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» проектируемый объект имеет систему обеспечения пожарной безопасности, направленную на предотвращение пожара, обеспечение безопасности людей и защиту имущества при пожаре. Система обеспечения пожарной безопасности, с учетом специфики проектируемого объекта, включает в себя:

- систему предотвращения пожара;
- систему противопожарной защиты;
- комплекс организационно-технических мероприятий.

Система обеспечения пожарной безопасности проектируемого объекта содержит комплекс мероприятий, исключающих возможность превышения значений допустимого пожарного риска, установленного ФЗ №123-ФЗ, и направленных на предотвращение опасности причинения вреда третьим лицам в результате пожара.

Раздел проектной документации «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» разработан с целью оценки опасности возникновения пожара и оценки соответствия принятых проектных решений требованиям пожарной безопасности в соответствии:

- Федеральным законом от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
- Федеральным законом от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;
- ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»;

– СП 2.13130.2020 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты»;
– СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» (с изм.№1 от 01.02.2011);
– СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».

2.1 Система предотвращения пожара

Целью создания системы предотвращения пожара является исключение условий возникновения пожаров, что достигается исключением условий образования горючей среды и исключением условий образования в горючей среде (или внесения в нее) источников зажигания (гл.13 ФЗ №123-ФЗ).

Способы исключения условий образования горючей среды:

– материальное исполнение, выбор конструкционных материалов соответствует регламентным условиям технологического процесса, физико-химическим свойствам рабочей среды температуры окружающей среды;
– применение негорючих строительных материалов;
– изоляцией горючей среды от источников зажигания (максимально герметичная технологическая система);
– поддержание регламентируемых параметров температуры и давления среды;
– оборудование оснащено контрольно-измерительными приборами, необходимыми для безопасного ведения процесса;
– защита трубопроводов и арматуры антикоррозионными покрытиями, средствами протекторной защиты.

Способы исключения условий образования в горючей среде (или внесения в нее) источников зажигания:

– отсутствие условий для теплового самовозгорания обращающихся веществ и материалов;
– проектными технологическими решениями принята максимально герметичная система транспорта продукции;
– проектом принята надземная прокладка проектируемых трубопроводов;
– для строительства прямолинейных участков трубопроводов проектом принята труба стальная бесшовная нефтегазопроводная повышенной эксплуатационной

надежности, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из стали марки 20А, с внутренним двухслойным заводским антикоррозионным покрытием и наружным трехслойным полиэтиленовым антикоррозионным покрытием;

- применение антикоррозионных покрытий и протекторной защиты трубопроводов;
- для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрены негорючие материалы;
- обеспечена возможность отключения отдельных участков трубопроводов (на узлах отключения и подключения предусмотрена установка фланцевой запорной арматуры надземного исполнения). Для контроля давления предусмотрены манометры;
- в точках подключения к обвязкам существующих скважин предусматриваются узлы отключающих задвижек с обратными клапанами;
- выдержаны нормативные противопожарные расстояния до рядом расположенных сооружений и наружных установок во избежание возможности распространения пожара, в т.ч. до параллельных и пересекаемых коммуникаций.

2.2 Система противопожарной защиты

Целью создания системы противопожарной защиты является защита людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение его последствий (гл.14 ФЗ №123-ФЗ), что на проектируемом объекте в целом обеспечивается снижением динамики нарастания опасных факторов пожара, эвакуацией людей и имущества в безопасную зону и (или) тушением пожара и достигается нижеперечисленными способами.

Выбор технологического оборудования произведен на базе стандартного оборудования, выпускаемого заводами-изготовителями, по техническим характеристикам, удовлетворяющим проведению технологического процесса.

Все выбранное технологическое оборудование имеет сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешение на применение.

Все технологическое оборудование соответствует климатическим характеристикам (снеговые нагрузки, ветровые нагрузки, минимальная температура воздуха) и сейсмичности района размещения проектируемого объекта.

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

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

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

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

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

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

По проектируемой трассе нефтегазопровода предусмотрен монтаж технологических опор под трубопровод. Для обеспечения электроизоляции от опор проектом предусмотрен монтаж электроизолирующих паронитовых прокладок между трубопроводом и опорами. Запорную арматуру проектируемого нефтегазопровода предусмотрено монтировать на технологические опоры под задвижки.

По проектируемой трассе нефтегазопровода предусмотрен монтаж технологических опор под трубопровод. Для обеспечения электроизоляции от опор проектом предусмотрен монтаж электроизолирующих паронитовых прокладок между трубопроводом и опорами. Запорную арматуру проектируемого нефтегазопровода предусмотрено монтировать на технологические опоры под задвижки.

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

– монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;
– монтаж компенсаторов по всей протяженности трасс проектируемых трубопроводов;
– применение теплоизоляции по всей протяженности трасс проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур.

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

Для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, предусмотрены:

– крепление трубопровода технологическими опорами, расположенными на строительных конструкциях;
– применение отводов гнутых и крутоизогнутых, изготовленных из бесшовных труб, для максимального снижения гидравлического сопротивления;
– применение равнопроходной арматуры;
– применение единого диаметра труб на всём протяжении трассы НСК;
– применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок.

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

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

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

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

Персонал ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», обслуживающий линейный объект оснащен средствами индивидуальной защиты людей от пожара (защиты органов дыхания и зрения).

Для тушения пожаров, проведения связанных с ними первоочередных аварийно-спасательных работ, а также пожарно-профилактического обслуживания объектов ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» привлекается на договорной основе ООО «Пожсервис Пирант»

(Договор №16Y2523 от 11.10.2016 г.), а также ООО «Пожарная охрана» согласно Договору на производство работ в системе пожарной безопасности на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (Договор №16Y3640 от 23.12.2016 г.).

Таким образом, система противопожарной защиты обеспечивает защиту от воздействия опасных факторов пожара на рассматриваемом объекте.

3 Характеристика пожарной опасности технологических процессов, используемых на линейном объекте

В настоящем томе предусматривается строительство выкидной линии от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой» и нефтесборного коллектора от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей.

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

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

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

Проектируемые выкидные линии предназначены для транспортировки нефтегазовой продукции.

Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками представлен в таблице 1 подраздела 1. Проектные максимальные мощности проектируемых трубопроводов представлены в таблице 2 подраздела 1.

По пожаровзрывоопасности технологической среды (по наличию нефти и попутного нефтяного газа) объект относится к группе пожаровзрывоопасных – возможно образование смесей окислителя с горючими газами, парами легковоспламеняющихся жидкостей, в которых при появлении источника зажигания возможно инициирование взрыва и (или) пожара (п.3 ст. 16 №123-ФЗ от 22.07.2008 г.).

Ведомость проектируемых сооружений по трассе проектируемых трубопроводов представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Ведомость проектируемых сооружений

Пикет трассы	Наименование сооружения, краткая характеристика
Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»	
ПК0+00	Обвязка устья добывающей скважины. Включает в себя затворы обратные Ду100, задвижка клиновая, спускник, манометр. Надземное исполнение.
ПК18+75	Узел подключения от скв. №35. Включает в себя задвижку клиновую Ду200, задвижки клиновые Ду100, затвор обратный Ду100, вентили угловые специальные (ВУС), манометры. Надземное исполнение.

ПК0+23,9	Узел пуска СОД. Включает в себя устройство пуска с трубной обвязкой и ЗРА Ду200 мм, задвижку клиновую с выдвижным шпинделем Ду100, узел контроля скорости коррозии, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), сигнализатор и дренажную емкость V=5м^3. Надземное исполнение.
ПК34+13	Узел отключения на резервную нитку. Включает в себя задвижки электроприводные Ду200, вентиль угловой специальный(ВУС), манометр. Надземное исполнение.
ПК34+50	Переход проектируемого трубопровода через реку в защитном герметичном кожухе Ду700 мм (L=63 м) с сальниковыми компенсаторами. Надземное исполнение. Основная нитка
ПК34+50	Переход проектируемого трубопровода через реку в защитном герметичном кожухе Ду700 мм (L=63 м) с сальниковыми компенсаторами. Надземное исполнение. Резервная нитка
НСК «от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей»	
ПК34+99,9	Узел подключения от резервной нитки. Включает в себя задвижки электроприводные Ду200, задвижка клиновая Ду100, муфта «сухого» разъема, вентили угловые специальные (ВУС), манометры. Надземное исполнение.
ПК46+3,9	Узел приема СОД. Включает в себя устройство приема с трубной обвязкой и ЗРА Ду200 мм, задвижку клиновую с выдвижным шпинделем Ду100, узел контроля скорости коррозии, манометр, вентиль угловой специальный (ВУС), сигнализатор и дренажную емкость V=5м^3. Надземное исполнение.
ПК46+35	Узел подключения в существующий трубопровод. Включает в себя задвижку клиновую Ду200, Ду2500, затвор обратный Ду200, вентили угловые специальные (ВУС), манометры. Надземное исполнение.

Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой» естественные и искусственные преграды не пересекает.

НСК «от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей» пересекает естественные преграды:

- на ПК31+2 протока, гл.0,85м;
- на ПК34+50 река Помяндуй, гл.1,3м.

Проектируемый нефтесборный коллектор Тобойского нефтяного месторождения не пересекают искусственные преграды и сооружения.

Проектной документацией по трассе «НСК от т.вр. куста 2 Тобой до т.вр. в МПН Перевозное-УПН Варандей» предусматривается установка двух электроприводных задвижек на узлах отключения ПК34+13 и подключения на резервную нитку на ПК35+03.

4 Описание и обоснование проектных решений, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта

В административном отношении район строительства находится в Ненецком автономном округе Архангельской области, МР «Заполярный район», на территории Тобойского нефтяного месторождения, в географическом отношении – в подзоне северной тундры.

Район работ необжитый, ближайший населённый пункт – д. Каратайка – расположен в 89 км к востоку от территории строительства. Административный центр г. Нарьян-Мар расположен в 279 км к юго-западу от района работ.

Дорожная сеть представлена зимними дорогами. Доставка грузов к району работ возможна вертолётным транспортом.

Ситуационный план размещения проектируемого объекта представлен в графической части данного тома (19-01-НИПИ/2021-ГОЧС.Г1).

Пересечения с внутрипромысловыми автомобильными дорогами и водными преградами в настоящем проекте отсутствуют.

Настоящим проектом выдержано нормативное расстояние при пересечении проектируемыми трубопроводами существующих трубопроводов – не менее 200 мм в свету.

Угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

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

5 Описание проектных решений по размещению линейного объекта, в том числе зданий, строений и сооружений в его составе, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта

В составе линейного проектируемого объекта не предусматривается строительство зданий и сооружений, наружных установок.

В связи со спецификой линейного объекта, отсутствием зданий, сооружений и наружных установок, а также технологических площадок, подлежащих оборудованию источниками наружного противопожарного водоснабжения (в соответствии с ч.1 ст.99 123-ФЗ), проектные решения по наружному противопожарному водоснабжению не предусматриваются.

6 Описание и обоснование объемно-планировочных и конструктивных решений, степени огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности, предела огнестойкости и класса пожарной опасности строительных конструкций обеспечивающих функционирование линейного объекта зданий, строений и сооружений, проектируемых и (или) находящихся в составе линейного объекта

Настоящей проектной документацией предусматривается реклнструкция трубопроводов на Тобойском нефтяном месторождении:

– Выкидная линия от скв. 35 до т.вр. в МПН «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»;
– НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МПН Перевозное – УПН Варандей.

В соответствии с геологическими условиями и по согласованию с Заказчиком настоящим проектом предусмотрена надземная прокладка проектируемого нефтесборного.

Для НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей настоящим проектом принята труба Ø219х8 мм. Средний шаг опор для трубопровода Ду200 принят – 7,3-9 м.

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

НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей пересекает р.Памендуй глубиной 1,3 м. В данном проекте пересечение водной преграды выполняется надземным способом в защитном футляре с проведением резервной нитки Ду200. В качестве узлов береговых задвижек в проекте предусмотрены узел отключения на резервную нитку и узел подключения от резервной нитки. Узлы береговых задвижек устанавливаются выше уровня 10% ГВВ. На узлах установлены электроприводные задвижки, манометры со шкалой 0-60 кгс/см2, вентили угловые специальные (ВУС). Узлы находятся в обваловании, сбор стоков осуществляется в инвентарные поддоны. Также на узле подключения от резервной нитки

предусмотрен вантуз, состоящий из задвижки клиновой фланцевой и муфты сухого разъема. Узел подключения к существующему нефтепроводу включает в себя задвижки клиновые фланцевые, затвор обратный, манометры со шкалой 0-60 кгс/см2, вентили угловые специальные (ВУС).

Выкидная линия от скв. 35 до т.вр. в МПН «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»

К проектируемым сооружениям относятся:

- Узел подключения;
- Узел обвязки добывающей скважины №35;
- Опоры под трубопроводы.

Узел подключения - отсыпанная щебнем б=200 мм площадка с ограждением размерами 4,8х4,8 м высотой 2,2 м. На узле располагаются опоры под задвижки. Для обслуживания задвижек предусмотрена металлическая площадка.

Узел подключения от резервной нитки – ранее спланированная площадка. На узле располагается опора под задвижку. Для обслуживания задвижки предусмотрена металлическая площадка.

Опоры под задвижки выполняются в виде опорных пластин, устанавливаемые на бурозабивные сваи из стальных труб.

Технологические трубопроводы по трассе укладываются как на существующие опоры, так и на вновь проектируемые.

Опоры под технологические трубопроводы выполняются в виде стальных траверс, устанавливаемых на бурозабивные сваи из стальных труб.

НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МПН Перевозное – УПН Варандей

К проектируемым сооружениям относятся:

- Узел пуска очистных устройств;
- Узел приема очистных устройств;
- Узел отключения на резервную нитку;
- Узел подключения от резервной нитки;
- Узел подключения в существующий трубопровод;
- Площадка под КТП;
- Опоры под трубопроводы;
- Опоры под защитные кожухи надземных переходов через р. Памендуй;
- Кабельная эстакада;
- Фундаменты под опоры ВЛЗ-6 кВ.

Узел пуска очистных устройств – отсыпанная щебнем б=200 мм площадка с ограждением размерами 13,0х6,0 м высотой 2,2 м. На узле располагаются опоры под задвижки, опоры под трубопровод, опоры под камеру, дренажная емкость V=5 м^3, молниеотвод. Для обслуживания задвижек предусмотрены металлические площадки, для перехода через трубопроводы предусмотрены переходные площадки. Для спуска со спланированной площадки узла предусмотрена металлическая лестница с ограждением.

Узел приема очистных устройств – отсыпанная щебнем б=200 мм площадка с ограждением размерами 13,0х6,0 м высотой 2,2 м. На узле располагаются опоры под задвижки, опоры под трубопровод, опоры под камеру, дренажная емкость V=5 м^3, молниеотвод. Для обслуживания задвижек предусмотрены металлические площадки, для перехода через трубопроводы предусмотрены переходные площадки.

Узел отключения на резервную нитку - отсыпанная щебнем б=200 мм площадка с ограждением размерами 5,0х5,8 м высотой 2,2 м. На узле располагаются опоры под задвижки. Для обслуживания задвижек предусмотрена металлическая площадка.

Узел подключения от резервной нитки - отсыпанная щебнем б=200 мм площадка с ограждением размерами 7,3х5,3 м высотой 2,2 м. На узле располагаются опоры под задвижки. Для обслуживания задвижек предусмотрены металлические площадки.

Узел подключения в существующий трубопровод - отсыпанная щебнем б=200 мм площадка с ограждением размерами 5,0х4,0 м высотой 2,2 м. На узле располагаются опоры под задвижки. Для обслуживания задвижек предусмотрена металлическая площадка.

Опоры под задвижки выполняются в виде опорных пластин, устанавливаемые на бурозабивные сваи из стальных труб.

Опоры под технологические трубопроводы и камеры выполняются в виде стальных траверс, устанавливаемых на бурозабивные сваи из стальных труб.

Дренажная емкость V=5 м^3 - стальная горизонтальная цилиндрическая. Устанавливается подземно.

Опоры под воздушник емкости выполняются в виде стальных свободно стоящих стоек, устанавливаемых на бурозабивные сваи из стальных труб.

Молниеотвод М1 - молниеприёмник полной заводской комплектации МГФ10-З(8)-V-цл, установлен на металлический оголовок бурозабивной сваи из стальной трубы.

Площадка под КТП – блок-контейнер трансформаторной подстанции (типа «киоск») комплектной заводской поставки, размещаемые на металлической площадке размерами в плане 6,2х5,3 м высотой 4,0 м от уровня натурной отметки земли. Площадка представляет собой балочную систему, опираемую на оголовки бурозабивных свай из стальных труб. Покрытие

площадки выполняется из просечно-вытяжной стали. Для подъема на площадку предусмотрена металлическая лестница с ограждением. По периметру площадки устанавливается ограждение высотой 1,25 м.

Технологические трубопроводы по трассе укладываются как на существующие опоры, так и на вновь проектируемые.

Опоры под технологические трубопроводы выполняются в виде стальных траверс, устанавливаемых на бурозабивные сваи из стальных труб.

Опоры под защитные кожухи надземных переходов через р. Памендуй – кожухи из стальной трубы ф.720 (учтен в разделе ТКР1), уложенные на металлические ростверки с ложементами на стойках, устанавливаемые на оголовки бурозабивных свай из стальных труб.

Кабельная эстакада выполняется из стальных балок на стойках, устанавливаемых на оголовки бурозабивных свай из стальных труб. Низ балок эстакады от уровня земли не менее 4,0 м.

Опоры ВЛЗ-6 кВ:

- промежуточная опора Пс10-2 (см. раздел ТКР4) – одностоечная стойка из металлической из трубы ø168х8 по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74. Стойка устанавливается на оголовок бурозабивной сваи из стальной.

- опора угловая анкерная УАс10-2 (см. раздел ТКР4) – одностоечная стойка с двумя подкосами из металлических труб ø168х8 по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74. Стойка и подкосы установлены на оголовки бурозабивных свай из стальных труб.

- опора анкерная Ас10-2 (см. раздел ТКР4) – одностоечная стойка с одним подкосом из металлических из труб ø168х8 по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74. Стойка и подкос установлены на оголовки бурозабивных свай из стальных труб.

Мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите ВЛЗ-6кВ

Проектной документацией предусматриваются мероприятия по организации защитного заземления. В отношении мер безопасности ВЛЗ-6 кВ относятся к системе с изолированной нейтралью.

Грунты по трассе ВЛЗ-6 кВ представлены в основном суглинками, супесью, водонасыщенными песком. Эквивалентное расчетное удельное сопротивление грунтов по трассе ВЛЗ составляет не более 100 Ом•м. Сопротивление заземляющих устройств опор определяется из условий согласно п.2.5.129 ПУЭ и составляет - не более 10 Ом. На основании этих величин приняты соответствующие типы заземляющих устройств.

Проектом предусматриваются заземляющие устройства, состоящие из вертикальных коррозионностойких заземлителей диаметром 18 мм (горячеоцинкованная сталь). Заземляющее устройство опор ВЛЗ представлено на листе 19-01-НИПИ/2021-ТКР4.Г4.

Проектируемая ВЛЗ-6 кВ проходит в районе со среднегодовой продолжительностью гроз от 20 до 40 часов. Для защиты от индуктированных грозовых перенапряжений и их последствий по трассе ВЛЗ предусматривается установка современных и быстродействующих мультикамерных разрядников РМК. Разрядники устанавливается по одному на каждую анкерную и промежуточную опору с последующим чередованием фаз.

Мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите узлов задвижек.

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

В отношении мер безопасности, электроустановки относятся к электроустановкам:

- напряжением 0,4 кВ с системой TN-S по ГОСТ Р 50571.1-2009;
- напряжением 6 кВ с системой изолированной нейтралью.

В качестве естественного заземляющего устройства используются проектируемые фундаменты сооружений, эстакад. В дополнение к естественному заземлителю проектной документацией предусмотрен наружный контур заземления, состоящий из вертикальных заземлителей из оцинкованной круглой стали диаметром 18 мм длиной 5,0 м и горизонтального заземлителя из оцинкованной полосы 5х40 мм, проложенного на глубине 0,5 м от планировочной отметки земли.

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

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

Для предотвращения появления разности потенциалов на сторонних проводящих частях проектной документацией предусматривается основная система уравнивания потенциалов. Роль главной заземляющей шины (ГЗШ) выполняют: РЕ-шины щита РУНН.

Время автоматического отключения питания электроприемников в сети 0,4 кВ не превышает значений, приведенных в п. 1.7.79 ПУЭ.

В соответствии с п. 1.7.76 ПУЭ к системе уравнивания потенциалов присоединяются: PE проводники питающей и распределительной сетей, корпуса электрических машин, светильников, броня кабелей, трубы электропроводки, кабельные конструкции и конструкции для установки электрооборудования, металлоконструкции здания, входящие и выходящие трубопроводы, металлические каркасы внутренней обшивки стен, экранирующие сетки и наружный контур заземления. Перечисленные открытые токопроводящие части присоединяются к ГЗШ.

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

Сооружения, не оборудованные стержневыми молниеотводами, защищаются от ПУМ посредством строительных металлоконструкций, образующих крышу здания и конструкций, имеющих контакт с землей, которые выполняют функции молниеприемника и молниеотвода. Молниезащита технологического оборудования (трубопроводов) при толщине металла корпуса 4 мм и более осуществляется присоединением к наружному заземляющему устройству согласно РД 34.21.122-87 п. 2.15.

Защита от прямых ударов молнии свечи для сброса газа и взрывоопасных зон над ней выполняется проектируемыми отдельностоящим молниеотводом, высотой 18 м. Надежность защиты от ПУМ-0,9 согласно СО 153-34.21.122.

Для защиты от заносов высоких потенциалов, защиты от статического электричества все металлические трубопроводы на вводе в сооружения присоединяются к заземляющему устройству.

Защита от статического электричества выполняется согласно ГОСТ 12.4.124-83. ССБТ. «Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования» и РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружения нефтяной и газовой промышленности» (документ имеет статус «Действующий»).

Согласно п.2.2.1 главы 2.2 РД 39-22-113-78 заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединено с заземляющим устройством защитного заземления площадки куста скважин. Сопротивление ЗУ, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, должно быть не выше 100 Ом. Расчетное сопротивление

заземляющего устройства площадки 3,83 Ом, что меньше нормируемого сопротивления ЗУ от статики.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и предотвращения возгораний, вызванных длительно протекающими токами утечки, проектом предусматривается применение дифференциальных автоматических выключателей с дифференциальным током отключения равным 30мА. Дифференциальные автоматы устанавливаются в розеточных цепях, сетях электрообогрева трубопроводов.

7 Перечень мероприятий, обеспечивающих безопасность подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара

Общие мероприятия по обеспечению безопасности подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара сводится к следующему:

- беспрепятственный проезд к месту возникновения пожара;
- согласованность и оперативность в действиях подразделения пожарной охраны;
- систематическое проведение учений и учебных тревог с личным составом подразделения пожарной охраны совместно с производственным персоналом;
- соответствующая спец. одежда для ликвидации пожара;
- использование средств индивидуальной защиты при ликвидации пожара;
- мероприятия по обеспечению безопасности сотрудников пожарной охраны при ликвидации пожара должны соответствовать внутреннему регламенту ликвидации пожара;
- обеспеченность сооружений проектируемого объекта первичными средствами пожаротушения.
- В административном отношении район строительства находится в Ненецком автономном округе Архангельской области, МР «Заполярный район», на территории Тобойского нефтяного месторождения, в географическом отношении – в подзоне северной тундры.
- Район работ необжитый, ближайший населённый пункт – д. Каратайка – расположен в 89 км к востоку от территории строительства. Административный центр г. Нарьян-Мар расположен в 279 км к юго-западу от района работ.
- Дорожная сеть представлена зимними дорогами. Доставка грузов к району работ возможна вертолётным транспортом.

Проектируемый объект расположен на территории производственной деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз». Ситуационный план расположения проектируемого объекта представлен в графической части на чертеже 19-01-НИПИ/2021-ПБ.Г1.

В соответствии с приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» №166 от 18.03.2011 г. во всех цехах созданы временные добровольные противопожарные формирования, определены зоны ответственности цехов за предотвращение и ликвидацию лесных пожаров в районах их работ и используемых ими дорог. На каждом объекте имеется список техники, привлекаемой к ликвидации пожара, разработаны перечни первичных средств пожаротушения, в соответствии с которыми цеха и участки обеспечиваются средствами пожаротушения, определен порядок

контроля за состоянием первичных средств пожаротушения, в обязательном порядке работники ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» проходят периодические инструктажи по противопожарной безопасности, составлены графики проведения тренировок по ликвидации пожаров, огневые работы на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» проводятся только с составлением наряд-допусков на производство огневых работ с обязательным инструктажем лиц задействованных при производстве работ и обеспечением мероприятий по пожарной безопасности указанных в наряд допуске.

Для тушения пожаров, проведения связанных с ними первоочередных аварийно-спасательных работ, а также пожарно-профилактического обслуживания объектов ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» привлекается на договорной основе ООО «Пожсервис Пирант» (Договор №16Y2523 от 11.10.2016 г.), а также ООО «Пожарная охрана» согласно Договору на производство работ в системе пожарной безопасности на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (Договор №16Y3640 от 23.12.2016 г.).

Проектом предусмотрен необходимый объем противопожарных технических решений, обеспечивающих безопасную эксплуатацию объектов:

- конструкции и опоры под задвижки выполняются из несгораемых материалов;
- для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрены негорючие материалы;
- для удаления парафина, механических примесей, водяных и газовых скоплений, трубопроводы оборудуются узлами пуска и приема очистных устройств.

Безопасность деятельности пожарных подразделений обеспечивается также наличием средств индивидуальной защиты пожарных, соблюдением требований пожарной безопасности к пожарной технике, оборудованию и инструменту. Данные мероприятия обеспечиваются пожарными подразделениями самостоятельно.

8 Сведения о категории оборудования и наружных установок по критерию взрывопожарной и пожарной опасности

По пожаровзрывоопасности технологической среды (наличию нефти и попутного нефтяного газа) объект относится к группе пожаровзрывоопасных – возможно образование смесей окислителя с горючими газами, парами легковоспламеняющихся жидкостей, в которых при появлении источника зажигания возможно инициирование взрыва и (или) пожара (п. 3 ст. 16 ФЗ №123-ФЗ).

На проектируемом объекте присутствуют вспомогательные технологические процессы с участием трансформаторного масла, по пожаровзрывоопасности технологической среды, относящиеся к группе пожароопасных – возможно образование горючей среды, а также появление источника зажигания достаточной мощности для возникновения пожара (п. 2 ст. 16 ФЗ №123-ФЗ).

Для предотвращения аварийного разлива масла из силовых трансформаторов предусматривается устройство маслоприёмников под каждым трансформатором. Объем каждого маслоприёмника достаточен для хранения всего объема масла трансформатора. Маслоприемники поставляются комплектно с КТП.

Пожарно-технические характеристики применяемых (обращающихся в производстве) веществ и материалов, технологические процессы, с использованием которых относятся к группам пожаровзрывоопасных и пожароопасных, представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Пожарно-технические характеристики присутствующих (хранящихся, обращающихся в технологическом процессе) веществ и материалов

Показатель	Нефть	Попутный нефтяной газ	Трансформаторное масло
Безопасный экспериментальный максимальный зазор, мм	более 0,9	более 0,9	более 0,9
Выделение токсичных продуктов горения с единицы массы горючего, кг/кг	CO – 0,084	CO – 0,5833	CO – 0,122
Группа горючести	ЛВЖ	ГГ	ГЖ
Коэффициент дымообразования, Нп*м^2/кг	438	–	480
Излучающая способность пламени, кВт/м^2	до 25	до 200	до 40
Концентрационные пределы распространения пламени (воспламенения) в газах и парах	0,87 – 12,3	3,5 – 15,0	–
Критическая поверхностная плотность теплового потока, Ватт/м^2	менее 20кВт/м^2	–	менее 20 кВт/м^2
Максимальная скорость распространения пламени	более 0,5	–	0,05

Показатель	Нефть	Попутный нефтяной газ	Трансформаторное масло
вдоль поверхности горючей жидкости, м/с			
Максимальное давление взрыва, Па	до 900 кПа	до 900 кПа	до 900 кПа
Минимальная энергия зажигания, Дж	менее 0,2	0,24 – 0,28	–
Минимальное взрывоопасное содержание кислорода, об.%	11% –14%	11% – 14%	–
Низшая рабочая теплота сгорания, кДж/кг	44200	43794	43111
Нормальная скорость распространения пламени, м/с	до 0,4	0,35 – 0,40	до 0,4
Скорость нарастания давления взрыва, Мпа/с	до 18,0	18,0	–
Способность гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и другими веществами	нет	нет	нет
Способность к экзотермическому разложению	нет	нет	нет
Температура воспламенения, ºС	свыше 30	–	свыше 200
Температура вспышки, ºС	от 30	–	135
Температура самовоспламенения, ºС	240 – 570	около 500	300 - 350
Температурные пределы распространения пламени (воспламенения), ºС	-30 – -8	–	+150 - 200
Удельная массовая скорость выгорания, (кг*м^2)/с	0,0241	–	0,043

Характеристика запроектированных объектов по пожарной и взрывопожарной опасности в соответствии с ФЗ №123-ФЗ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристика сооружений по пожарной и взрывопожарной опасности

Наименование объекта	Категория и группа смеси	Класс пожароопасных и взрывоопасных зон (ФЗ №123 ст.18, 19/ПУЭ)	Категория по пожарной и взрывопожарной опасности (ФЗ № 123, ст. 24-27)	Класс технологической среды по взрывопожаро-опасности (ФЗ № 123, ст. 16)
Емкость дренажная	IIA-T3	2-й / В-Iг	Ан	пожаро-взрывоопасная
Площадка под КТП	IIA-T3	П-III	Вн	пожароопасная

9 Перечень оборудования, подлежащего защите с применением автоматических установок пожаротушения и автоматической пожарной сигнализации

В составе проектируемого объекта не предусматривается применения оборудования, подлежащего защите с применением автоматических установок пожаротушения, автоматической пожарной сигнализации.

10 Описание и обоснование технических систем противопожарной защиты (автоматических систем пожаротушения, пожарной сигнализации, оповещение и управление эвакуацией людей при пожаре, внутреннего противопожарного водопровода, противодымной защиты), описание размещения технических систем противопожарной защиты, систем их управления, а также способа взаимодействия с инженерными системами зданий и оборудованием, работа которого во время пожара направлена на обеспечение безопасной эвакуации людей, тушение пожара и ограничение его развития, а также порядок работы технических систем (средств) для работы автоматических систем пожаротушения и пожарной техники (при наличии таких систем)

В составе проектируемого объекта отсутствуют здания, сооружения и оборудование, подлежащие защите автоматическими установками пожаротушения (АУПТ) и оборудованию автоматической пожарной сигнализацией (АУПС), в соответствии с Приложением А СП 5.13130.2009 «Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией».

На проектируемом объекте отсутствуют здания и сооружения, в т.ч. предназначенные для пребывания людей (предусмотрено строительство только наружного оборудования). Вопросы эвакуации людей из зданий при пожаре не рассматриваются. В соответствии с табл. 2 СП 3.13130.2009, оснащение проектируемого объекта системой оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре (СОУЭ), не требуется.

Учитывая специфику объекта (линейные участки трубопроводов), системы коллективной защиты людей от опасных факторов пожара, внутренний противопожарный водовод, системы противодымной защиты, системы обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, автоматические установки пожаротушения на проектируемом объекте не требуются.

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

- узлы подключения к существующему нефтесборному коллектору.
- дренажные емкости (2 шт.)
- выкидная линия от добывающей скважины;

– переход через реку;
– узлы пуска/приема очистного устройства;
– КТП.

Узлы подключения к существующему нефтесборному коллектору

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

– местный контроль давления в трубопроводе.

Дренажные ёмкости.

Проектом предусматривается:

– местный контроль уровня.

Выкидная линия от добывающей скважины

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

– местный и дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе;
– контроль загазованности. Установка стационарных датчиков контроля загазованности не предусматривается. Площадка куста скважин эксплуатируется без постоянного присутствия персонала. При обходах и ремонте сооружений обслуживающим персоналом, контроль загазованности осуществляется переносным газоанализатором.
– отключение УЭЦН при аварийном максимальном (Pmax) и аварийном минимальном давлении (Pmin) на выкидном трубопроводе от устья скважины.

Переход через реку

Проектом предусматривается:

– местный контроль давления в трубопроводе;
– дистанционный контроль давления в трубопроводе;
– дистанционный контроль давления в кожухе;
– дистанционный контроль загазованности в кожухе;
– управление задвижками электроприводными (4 шт.) на нефтепроводе: в автоматическом режиме - автоматическое закрытие в случае падения давления в трубопроводе, повышения давления в кожухе, при загазованности в кожухе; в ручном режиме - либо по месту, либо с АРМ-оператора ЦПС Тобой;
– сигнализация состояния (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

Узлы пуска очистного устройства.

Проектом предусматривается:

– местный контроль давления после камеры узла пуска очистного устройства;

– местная сигнализация прохождения очистного устройства.

Узлы приема очистного устройства.

Проектом предусматривается:

– местный контроль давления после камеры узла пуска очистного устройства;

– местная сигнализация прохождения очистного устройства;

КТП

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

– дистанционное измерение напряжения по фазе A,B,C;

– дистанционное измерение тока фазы A,B,C.

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

Телемеханизация

Сбор информации и управление рассредоточенными объектами выполняется существующей системой ЦПС Тобой на базе программируемых логических контроллеров. Система производит съем информации с цифровых, аналоговых датчиков, передает информацию на сервер системы, передает на объекты команды контроля и управления, организует локальное управление оборудованием на объектах, формирует отчеты. В состав системы, кроме контроллеров, входит программное обеспечение, реализующее получение, передачу, обработку и отображение информации.

Система АСУ ТП построена по трехуровневому иерархическому принципу:

– нижний (полевой) уровень: датчики-преобразователи физических величин (полевое оборудование КИПиА), датчики сигнализации состояния оборудования, исполнительные механизмы, аппаратура местного управления (электроприводные задвижки);

– средний уровень – СУ ТМ (шкаф телемеханики), в состав которого входит программируемый логический контроллер, элементы автоматики, коммутации и защиты;

– верхний уровень - уровень автоматизированного оперативного управления (сервер, рабочие станции, базовое и сервисное программное обеспечение).

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

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

– измерительные приборы, выходной сигнал 4-20мА;

– ЗРА запорно-регулирующая арматура.

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

ЗРА позволяет управлять технологическим процессом.

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

Система функционирует автономно, без участия человека.

Функции среднего уровня реализованы контроллерным оборудованием и специализированным программным обеспечением.

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

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

Шкаф телемеханики представляет из себя электротехнический металлический шкаф со степенью защиты IP65, в котором установлен ПЛК с набором унифицированных модулей сопряжения с датчиками и приборами.

Шкаф СУ ТМ состоит из:

1) ПЛК согласно опросному листу рабочей документации;:

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

2) Дополнительное оборудование:

- источник бесперебойного питания с АКБ;

- автоматические выключатели, промежуточные реле, лампы, переключатели, кнопки;

- источник питания полевого оборудования 24В.

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

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

Функции верхнего уровня, уровня диспетчерского пункта системы выполняются управляющим вычислительным комплексом (УВК ДПС), который включает в себя сервер, основную и резервную рабочую станцию диспетчера, рабочую станцию инженера.

На верхнем уровне система управления выполняет следующие функции:

– сбор информации с СУ ТМ технологических объектов, регистрация текущих значений технологических параметров;

– сигнализация отклонений технологических параметров за аварийные и технологические границы;

– телеуправление;

– ведение базы данных;

– наглядное представление хода технологического процесса;

– хранение информации по замерам технологических параметров, по изменению состояния оборудования, аварийной сигнализации;

– обслуживание информационных запросов обслуживающего персонала в диалоговом режиме;

– формирование регламентных отчетных документов;

– интерфейс с другими информационными системами.

Верхний уровень представлен серверным шкафом и АРМом оператора.

Сервер системы и АРМ диспетчера размещены в помещении диспетчерского инженерного пункта (ДИП) ЦПС Тобой.

Организация обмена информации между СУ ТМ и диспетчерским пунктом предусматривается разделом 3, книгой 5 «Сети связи» (19-01-НИПИ/2021-ТКР5). Объем информации, передаваемой в существующую систему ЦПС Тобой, приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Объем информации передаваемой в ЦПС Тобой

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
КТП			
Напряжение по фазе А, В, С	х	-	-
Ток фазы А, В, С	х	-	-
Пожарная сигнализация	-	х	-
Несанкционированный доступ	-	х	-
ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ РЕКУ			
Давление в трубопроводе (до перехода, после перехода, внутри перехода)	х	х	-
Давление в кожухе (основной и резервной ниток)	х	х	-
1,2 порог загазованности CH4 в кожухе (основной и резервной ниток)	х	х	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть/закрыть/стоп; открыта/закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	х	х
ВЫКИДНАЯ ЛИНИЯ ОТ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ			
Давление на линии	х	х	-
Расход	х	-	-

Технические средства автоматизации

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

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

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

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

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

для дистанционного измерения расхода – счетчик жидкости СКЖ (1ExdIIBT4 X, IP67), ООО НПО «НТЭС» или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

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

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

пост аварийной сигнализации ПАСВ1 (2ExedmIICT5, IP66) производства ОАО «ВЭЛАН», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

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

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

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

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

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

Для кабельных линий КИПиА, прокладываемых во взрывоопасных зонах предусматривается кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным заполнителем СКАБ250нг(А)-LS Nx2xS/СКАБ250Кнг(А)-LS Nx2xS (или аналогичный) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий КИПиА, прокладываемых вне взрывоопасных зон предусматривается кабель КВВГЭнг(А)-LS/МКЭШВнг(А)-LS-Nx2xS/МКЭКШВнг(А)-LS-ХЛ Nx2xS (или аналогичные) соответствующие требованиям ГОСТ 31565-2012. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм2. При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП 77.13330.2016.

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

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

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

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

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

11 Описание технических решений по противопожарной защите технологических узлов и систем

Решения по противопожарной защите проектируемых трубопроводов обеспечиваются, прежде всего, на уровне проектных технических решений:

– технологическая система сбора продукции (напорная герметичная);

– материалы для строительства трубопровода, запорной арматуры, теплоизоляционные материалы, конструкции и опоры предусматриваются из несгораемых материалов;

– способ прокладки трубопроводов – надземный, на узлах установлены электроприводные задвижки, манометры со шкалой 0-60 кгс/см2, вентили угловые специальные (ВУС);

– для обеспечения электроизоляции от опор проектом предусмотрен монтаж электроизолирующих паронитовых прокладок между трубопроводом и опорами;

– запорную арматуру проектируемого нефтегазопровода предусмотрено монтировать на технологические опоры под задвижки.

– пересечение водных преград предусматривается подводным способом, пересечение рек - подводным способом в защитном кожухе;

– для герметизации межтрубного пространства и исключения вероятности попадения транспортируемой нефти в водный объект согласовано применение сальниковых компенсаторов;

– предусмотрено применение труб и фитингов в заводской теплоизоляции ППУ толщиной 100 мм.

– выдержаны нормативные противопожарные расстояния до рядом расположенных сооружений и наружных установок во избежание возможности распространения пожара, в т.ч. до параллельных и пересекаемых коммуникаций;

– предусмотрены мероприятия по выполнению системы защитного заземления, системы уравнивания потенциалов и снятия статического электричества.

12 Описание организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности линейного объекта, обоснование необходимости создания пожарной охраны объекта, расчет ее необходимости сил и средств

Комплекс организационно-технических мероприятий включает:

– технические, технологические, организационные, противопожарные и природоохранные решения утвержденного проекта являются окончательными и обязательными для выполнения всеми организациями (в том числе подрядными), принимающими участие в реализации проекта;

– отклонения от проектной документации в процессе производства не допускаются;

– приказом руководителя предприятия назначаются лица, ответственные за пожарную безопасность зданий, сооружений, помещений, установок и за функционирование системы пожарной безопасности всего объекта в целом;

– организация надзора за соблюдением норм и правил пожарной безопасности;

– регулярный инструктаж по противопожарной безопасности с рабочими и ИТР (с записью в журнал инструктажа);

– разработка плана тушения пожара (в указанном плане особо должны быть отмечены действия руководства и соответствующих служб в случае, если пожар или авария приобретает катастрофический характер, а имеющихся в наличии штатных сил и средств недостаточно);

– постоянный контроль над техническим состоянием трубопроводов;

– наличие укомплектованного штата сотрудников, удовлетворяющих квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний;

– все работники, занятые работами на объектах нефтегазопровода должны пройти противопожарный инструктаж и сдать зачет по пожарно-техническому минимуму, знать и выполнять инструкции по пожарной безопасности на рабочем месте, уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.

– по окончании работ площадки для обслуживания должны очищаться от промасленных обтирочных материалов и разлитых жидкостей. Протирочные средства, использованные для очистки и протирки после окончания работ, должны быть удалены с территории объекта, вывезены и утилизированы;

– средства пожаротушения должны находиться в готовности (исправном состоянии) на всем протяжении работ;

– персонал и машины линейной службы должны быть обеспечены переносными предупредительными знаками для обозначения на местности аварийно-опасных участков нефтегазопровода;

– обеспечение надежного круглогодичного транспортного сообщения (подъезды, дороги) с базами материально-технического обеспечения и местами дислокации производственных служб организации;

– своевременная модернизация и реновация морально устаревшего и изношенного оборудования;

– мероприятия по подготовке к зиме должны обеспечивать нормальную работу нефтегазопровода и возможность контроля за технологическим процессом в зимний период.

Эксплуатация и техническое обслуживание трубопровода будут осуществляться персоналом, обслуживающим систему нефтесбора Тобойского месторождения. Дополнительного персонала для обслуживания проектируемых коммуникаций не требуется.

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

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

На подразделение, обслуживающее трубопровод, возлагаются следующие обязанности:

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

Работники, выполняющие техническое обслуживание и ремонт трубопровода, обязаны знать трассу, технологические схемы сооружений, устройство и работу арматуры, находящейся на обслуживаемом трубопроводе.

13 Определение пожарных рисков угрозы жизни и здоровью людей, уничтожения имущества (расчет пожарных рисков не требуется при выполнении обязательных требований пожарной безопасности, установленных техническими регламентами, и выполнения в добровольном порядке требований нормативных документов по пожарной безопасности)

Данным проектом «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023 г.)» в полном объеме выполняются требования пожарной безопасности, установленные техническими регламентами, и требования нормативных документов по пожарной безопасности, в связи с чем расчет пожарных рисков угрозы жизни и здоровья людей, уничтожения имущества не требуется (ст.6 п.3 Федеральный закон №123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», п.41 подпункт «м» Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию»).

В соответствии со ст.6 п.1 Федерального закона № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» пожарная безопасность проектируемого объекта считается обеспеченной.

Библиография

1. Федеральным законом от 21.12.1994 №69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
2. Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
3. Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
4. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию»;
5. Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;
6. Постановление Правительства РФ от 04.07.2020 №985 «Об утверждении перечня национальных стандартных и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»;
7. Приказ Росстандарта от 14.07.2020 №1190 «Об утверждении перечня документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
8. Приказ Росстандарта от 02.04.2020 №687 «Об утверждении перечня документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований федерального закона от 30.12.2009 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
9. ГОСТ 12.1.010-76 «Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования»;
10. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»;
11. ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
12. СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;

13. СП 2.13130.2020 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты»;

14. СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;

15. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

16. СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»;

17. ПУЭ «Правила устройства электроустановок» Издание седьмое;

18. ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

Ведомость документов графической части

Обозначение	Наименование	Примечание
19-01-НИПИ/2021-ПБ.Г1	Карта-схема. М 1:25000	1 Лист
19-01-НИПИ/2021-ПБ.Г2	План трассы трубопровода. Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МПН "ДНС Мядсей – ЦПС Тобой"	1 Лист
19-01-НИПИ/2021-ПБ.Г3	План трассы трубопровода. НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МПН Перевозное – УПН Варандей	3 Лист

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл

Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Матус			05.22
Н. контр.		Салдаева			05.22

19-01-НИПИ/2021-ПБ.Г

Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)

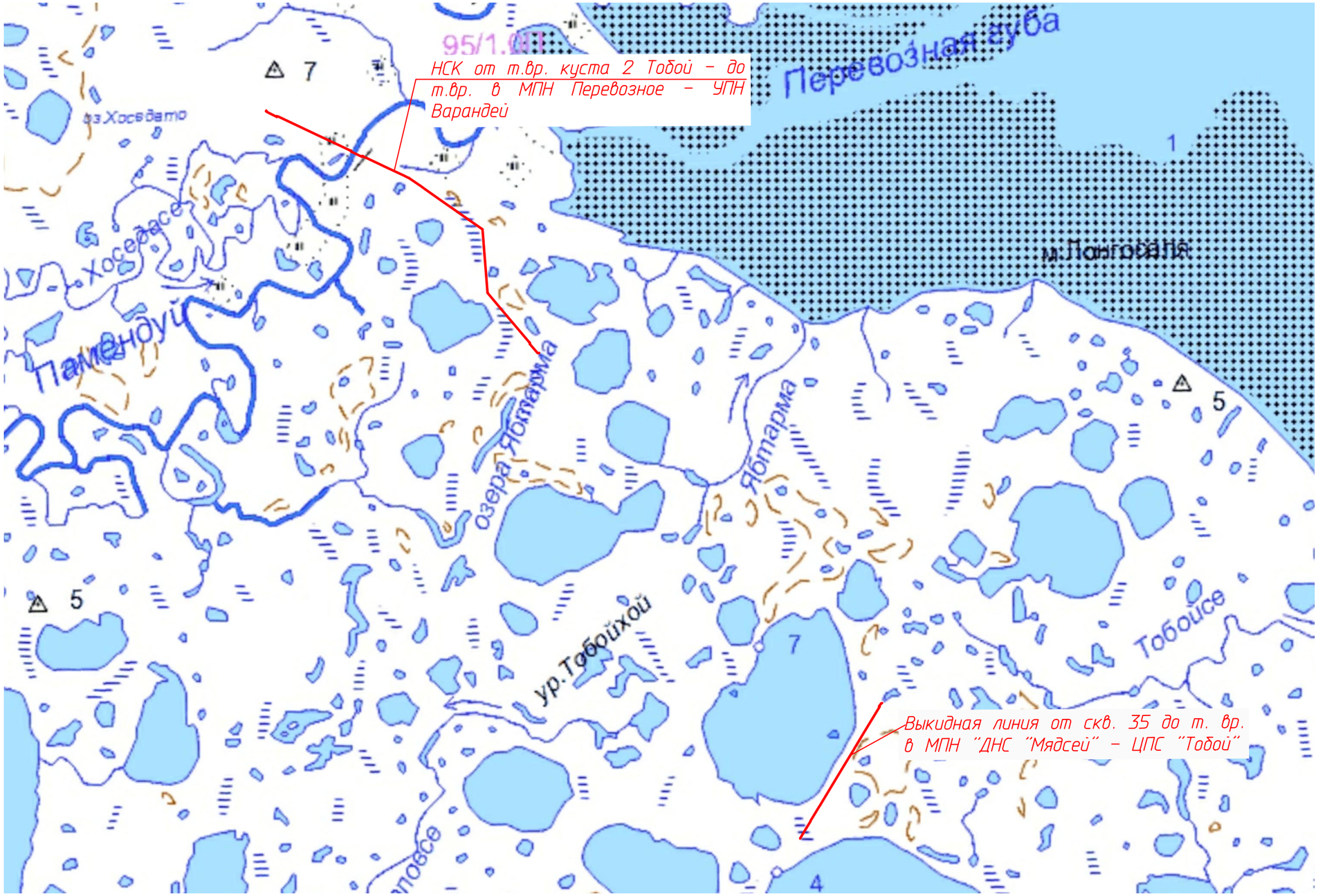
Стадия	Лист	Листов
П		1

Ведомость документов графической части

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Формат А4

Карта-схема 1:25000



N

S

Архангельская область
Ненецкий автономный округ
Большеземельская тундра
МО МР "Заполярный район"

Условные обозначения

———— – проектируемые нефтепроводы

Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Коврижных			04.22
Проверил		Новоселова			04.22
Н. контр.		Салдаева			04.22

19-01-НИПИ/2021-ПБ.Г1

Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)

Стадия	Лист	Листов
П		1

Карта-схема 1:25000

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Формат А3

Согласовано

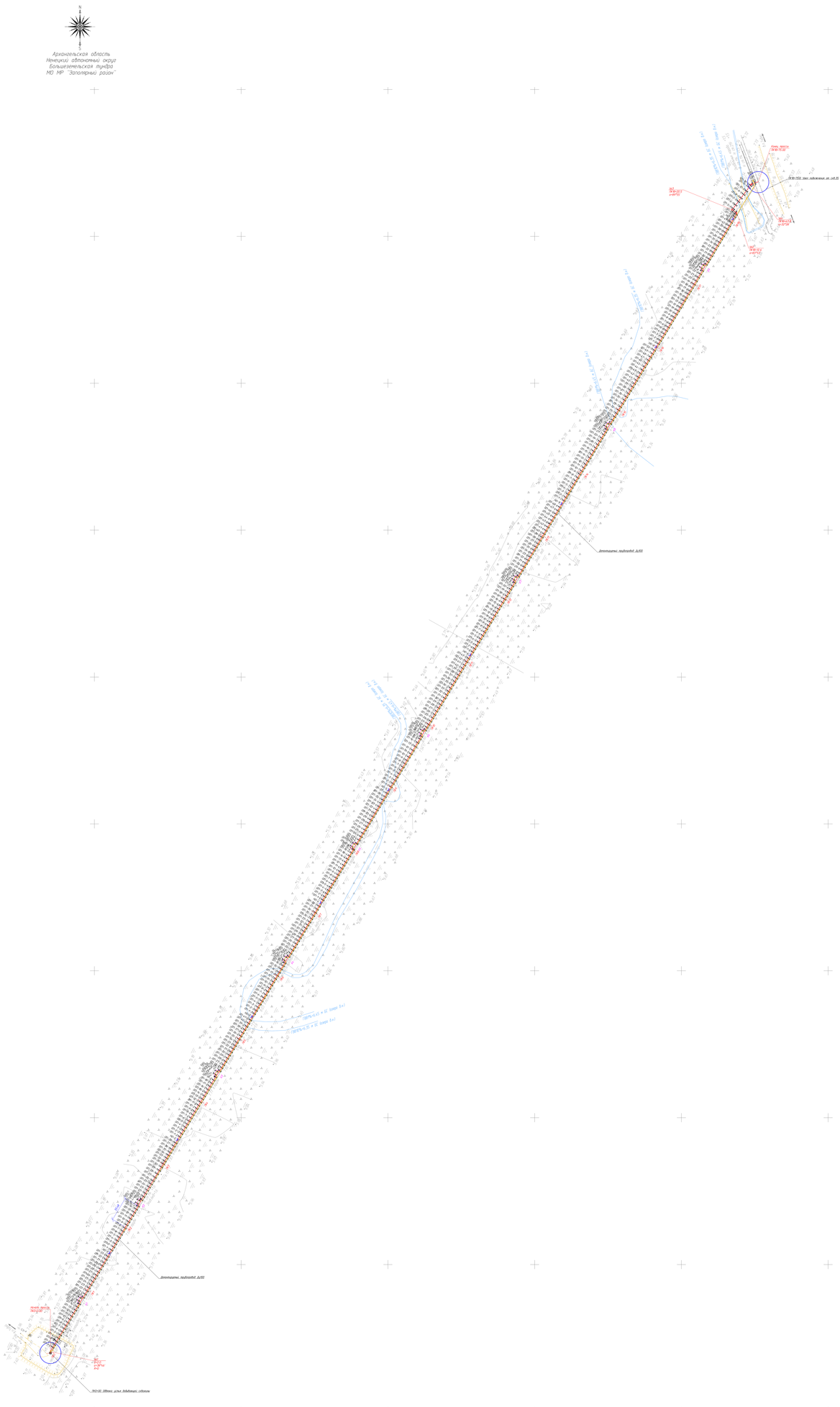
Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл

План трассы трубопровода
Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МГН "ДНС Майский - ЦПС Тобой"

Архангельская область
Ненецкий автономный округ
Большеземельская тундра
МО МР "Заполярный район"


Врезка проектируемого нефтепровода в существующий нефтепровод
Демонтаж трубопровода Ду100
Демонтаж трубопровода Ду100
Граница ЗПТ
Граница ЗПТ
Граница ЗПТ

План трассы трубопровода ПК0+00–ПК20+00.
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МПН Перевозное – УПН Варандей

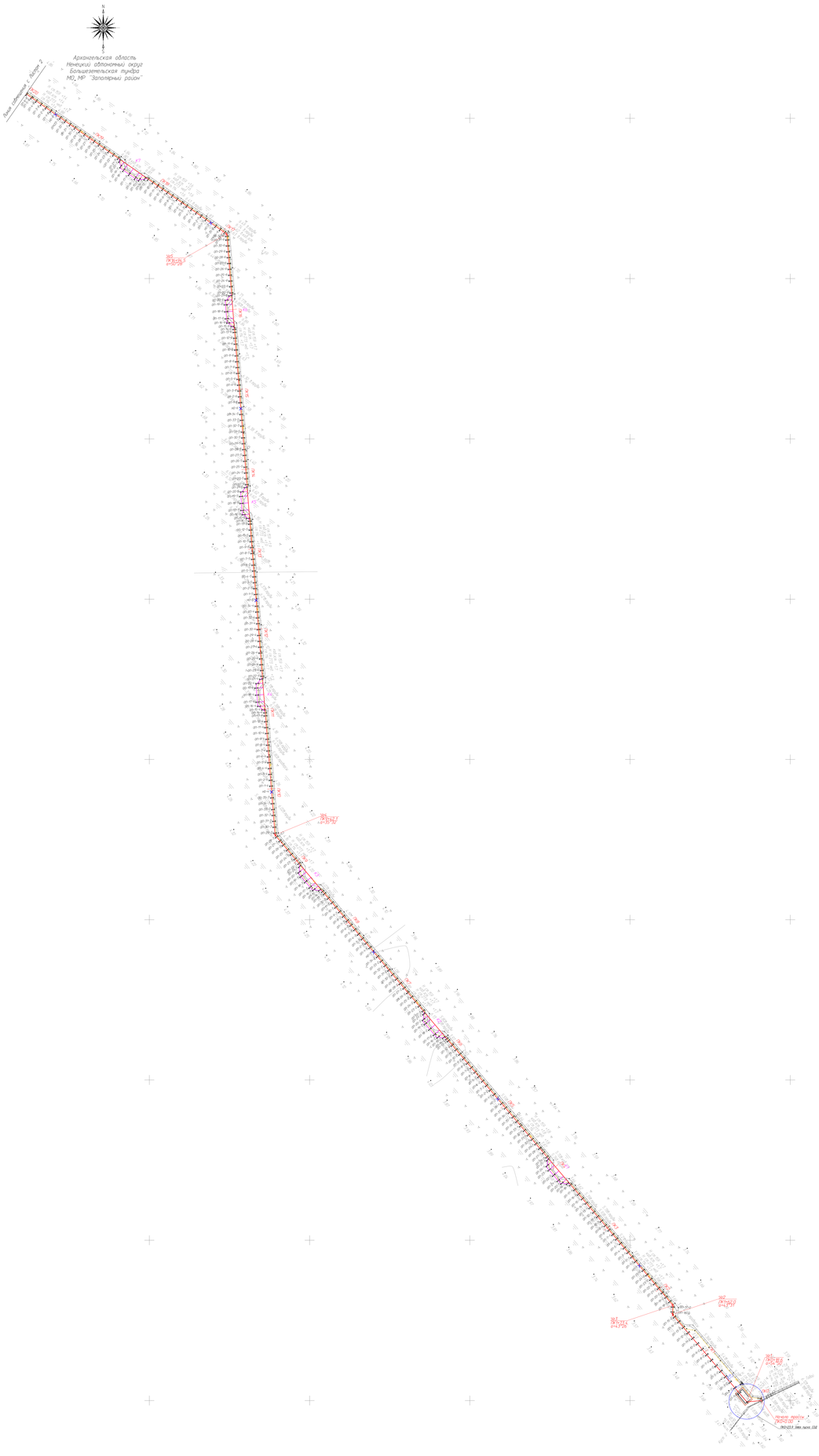
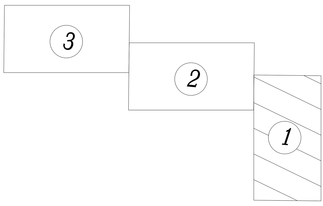


Схема расположения листов:



Условные обозначения

– проектируемый нефтепровод

– демонтаж

– границы ЛПТ

												19-01-НИПИ/2021-ПБ.ГЗ	
												Реконструкция трубопроводов Тобойское месторождение (2023г.)	
Нач. отдела	Жуков											Стадия	Лист	Листов
Главный специалист	Трофимов											П	1	3
Н. контр.	Сабадаш											План трассы трубопровода ПК0+00-ПК20+00. Нефтепровод от куста 2 Тобой - т.вр. в МПН Перевозное - УПН Варандей	ООО "НИПИ нефти и газа"

Копировал

Формат А1х3

План трассы трубопровода ПК20+00–ПК40+00.
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МПН Перевозное – УПН Варандей

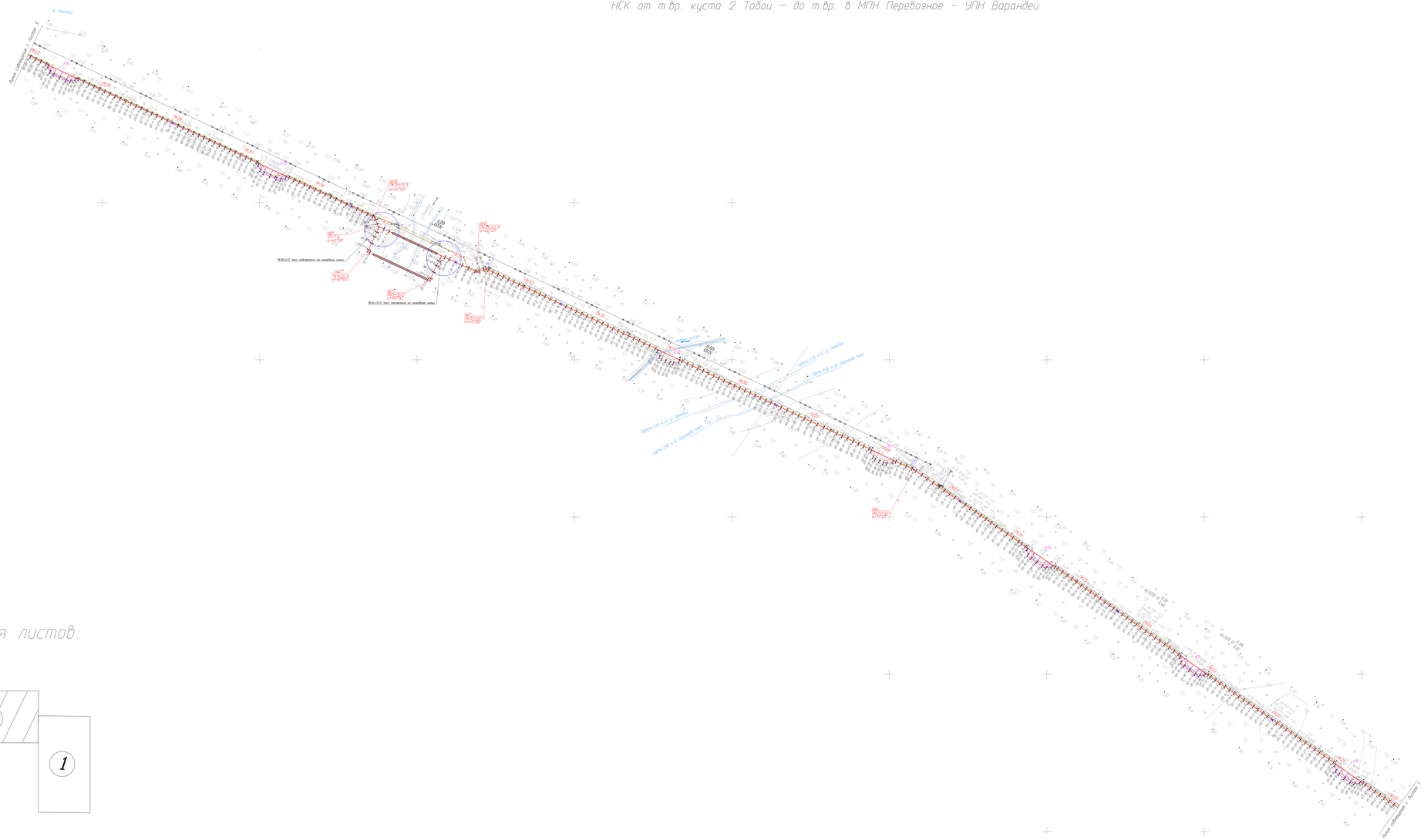
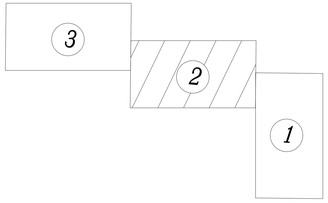


Схема расположения листов:



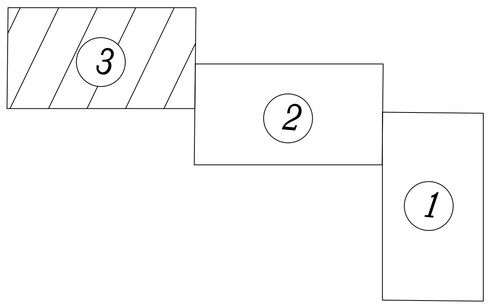
						19-01-НИПИ/2021-ППО.ГЗ	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Реконструкция трубопроводов Тобойское месторождение (2023г.)	
Разраб.	Зайцев					Стадия	Лист	Листов
Нач.отд.	Кабаков					П	2	3
Н. контр.	Сабаева					ООО "НИПИ нефть и газ" г. Ухта, ул. Оплеснина, 1	

Формат А1х3

План трассы трубопровода ПК40+00–ПК46+35.
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МПН Перевозное – УПН Варандей

Архангельская область
Ненецкий автономный округ
Большеземельская тундра
МО МР "Заполярный район"

Схема расположения листов:



Условные обозначения

– проектируемый нефтепровод

– демонтаж

– границы ППТ

						19-01-НИПИ/2021-ППО.ГЗ	
						Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата		
Разраб.		Беличенко			04.22		Стадия: П; Лист: 3; Листов: 3
Проверил		Новоселова			04.22		
Н. контр.		Салдаева			04.22	План трассы трубопровода ПК40+00-ПК46+35. НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МПН Перевозное – УПН Варандей	ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Формат А1

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