



**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 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных
федеральными законами»**

Часть 2 «Промышленная безопасность»

19-01-НИПИ/2021-МПБ

Том 10.2



**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 (2023г.)»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных
федеральными законами»**

Часть 3 «Промышленная безопасность»

19-01-НИПИ/2021-МПБ

Том 10.3

Взам. инв. №	Заместитель Генерального директора – Главный инженер		М.А. Желтушко
Подп. и дата	Главный инженер проекта		А. П. Викулин
Инв. № подл.			

2022

проектируемого объекта.....	24
2.2.2 Перечень основного технологического оборудования, в котором размещаются опасные вещества	24
2.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию	31
2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности	32
2.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ	32
2.3.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ	32
2.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаро-безопасности проектируемого объекта.....	34
2.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности.....	35
2.4 Основные результаты анализа риска.....	36
2.4.1 Анализ основной причин аварий	44
2.4.2 Анализ условий возникновения и развития аварий	47
2.4.3 Оценка риска аварий.....	55
3 Обеспечение требований промышленной безопасности	61
3.1 Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности к эксплуатации проектируемого объекта.....	61
3.1.1 Сведения о профессиональной и противоаварийной подготовке персонала с указанием регулярности проверки знаний в области промышленной безопасности и порядка допуска персонала к работе	61
3.1.2 Сведения о системе управления промышленной безопасностью, включая данные о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности.....	61
3.1.3 Сведения о системе проведения сбора информации о произошедших инцидентах и авариях и анализе этой информации	70
3.1.4 Перечень проведенных работ по анализу опасностей и рисков, техническому диагностированию и экспертизе технических устройств	72
3.1.5 Сведения о соответствии условий эксплуатации действующего объекта требованиям норм и правил (с указанием нормативов, которым эти условия соответствуют).....	74
3.1.6 Сведения о принятых мерах по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность опасного производственного объекта, а также по противодействию возможным террористическим актам.....	75

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

3.2	Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности по готовности к действиям по локализации последствий аварий	75
3.2.1	Сведения о мероприятиях по локализации и ликвидации последствий аварий на проектируемом объекте	76
3.2.2	Сведения о составе противоаварийных сил, аварийно-спасательных и других служб обеспечения промышленной безопасности	77
3.2.3	Сведения о финансовых и материальных ресурсах для локализации и ликвидации последствий аварий	79
3.2.4	Сведения о системе оповещения в случае возникновения аварии на проектируемом объекте с приведением схемы оповещения и указанием порядка действий в случае аварии	79
4	Выводы	80
4.1	Обобщенная оценка уровня безопасности с указанием наиболее опасных составляющих объекта и наиболее значимых факторов, влияющих на безопасность	85
4.2	Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на проектируемом объекте со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска	86
4.3	Перечень планируемых мер, направленных на уменьшение риска	87
	Библиография	90

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

Аннотация

Настоящая книга разработана в составе Раздела 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами» проекта «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023 г.)», выполненного на основании задания на проектирование ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», в соответствии с законодательством и стандартами Российской Федерации в области промышленной безопасности, чрезвычайных ситуаций и охраны окружающей среды.

В книге «Промышленная безопасность» представлены основные решения, обеспечивающие соответствующий уровень безопасности проектируемого объекта, рассчитан индивидуальный риск, который может сложиться при вводе опасных составляющих объекта в эксплуатацию.

В разделе «Общие сведения» представлены основные составляющие опасного производственного объекта, произведена идентификация в соответствии с действующими законодательными нормами Российской Федерации. Приведены сведения об инженерно-геологических изысканиях, климатические условия, которые могут влиять на показатели риска и аварийности проектируемого объекта. Представлено штатное расписание объекта и перечень близлежащих объектов, которые могут оказаться в зоне действия максимальных гипотетических аварий.

В разделе «Результаты анализа безопасности» приведен анализ всех технических решений, которые обеспечивают эксплуатацию объекта на уровне действующих законодательных и нормативных документов, приведен подробный анализ риска, в рамках которого рассчитаны все сценарии возможных аварий и зоны действия поражающих факторов, количество персонала, который может пострадать в результате возникновения аварий и инцидентов.

Раздел «Обеспечение требований промышленной безопасности» регламентирует основные организационные мероприятия, принятые в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», направленные на обеспечение должного уровня промышленной безопасности, охраны труда, перечень предупреждающих и корректирующих мероприятий, связанных с возможными ЧС и травматизмом.

В «Выводах» отображены основные результаты анализа безопасности и риска, приведены рекомендации, направленные на сохранение приемлемого уровня риска настоящего объекта.

Приведены ситуационные планы наиболее опасных аварий, которые возможны на составляющих опасного производственного объекта.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							4
Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

1 Общие сведения

1.1 Реквизиты организации

1.1.1 Полное и сокращенное наименование организации

Территориальное производственное предприятие «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» (ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»).

1.1.2 Наименование вышестоящего органа - министерства или ведомства, компании, концерна (при наличии таковых) с указанием адреса и телефона

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

169710, РК, г. Усинск, ул. Нефтяников, 31

Телефон (82144) 5-53-60

Факс (82144) 4-13-38

postman@lk.lukoil.com

1.1.3 Фамилии, инициалы и должности руководителей организации

Директор

ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» Н.А. Новожилов

1.1.4 Полный почтовый адрес, телефон, факс и телетайп организации

ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»

166000, Ненецкий АО, г. Нарьян-Мар, ул. Выучейского, д.28

Тел./факс +7(81853) 6-35-05

1.1.5 Краткий перечень основных направлений деятельности организации, связанных с эксплуатацией объекта

Территориальное производственное предприятие «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» является структурной единицей ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ПАО «ЛУКОЙЛ».

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		5

ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» является самым северным структурным подразделением ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Деятельность ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» осуществляется в особо сложных заполярных и приполярных условиях: с продолжительными зимами и морозами до минус 55 градусов по Цельсию, вечной мерзлотой, огромными расстояниями между промысловыми объектами. Добыча здесь связана с большими технологическими трудностями, которые обусловлены особенностями нефти: ее высокой вязкостью, сильной загазованностью, большим количеством агрессивных компонентов и содержанием парафина.

Предметом деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» является:

- разведка нефтяных и газовых месторождений;
- добыча нефти и газа;
- комплексное освоение и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений;
- организация и осуществление деятельности по транспортировке добытых ресурсов до узлов магистральной сети трубопроводов;
- осуществление природоохранной деятельности в сферах добычи и транспортировки нефти и газа в рамках экологической программы общества;
- разработка технических проектов на строительство эксплуатационных и иных скважин;
- осуществление строительства, специализированных монтажно-наладочных работ, технического обслуживания и ремонта средств и систем автоматизации, контрольно-измерительных приборов.

1.1.6 Основные проектные решения

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.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	6

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	114x6	1875	III	II	4,0
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей	Н	219x8	4792	III	II	4,0

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемые промышленные нефтепроводы по диаметру относятся к III классу, по назначению относятся 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 предварительные гидравлические испытания на прочность участков проектируемого трубопровода:

- на узлах подключения к межпромысловому коллектору и прилегающие участки по 15 м давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}$ МПа в течение 12 часов;
- на узлах пуска и приема очистных устройств и примыкающему к нему участку длиной 100 м давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}$ МПа в течение 12 часов;
- на узлах линейной запорной арматуры давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}$ МПа в течение 6 часов;
- на переходах через водные преграды в границах 1%УВВ давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}$ МПа в течение 12 часов.

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

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

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	114x6	ППУ	-	294,4	19,1	-
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей	Н	219x8	ППУ	-	2026,4	1614,7	-

Схемы линейных объектов представлены в графической части тома 19-01-НИПИ/2021-МПБ.Г2.

1.2 Перечень опасных составляющих объекта

1.2.1 Основные составляющие объекта

Основные составляющие проектируемого объекта «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023 г.)», представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные составляющие проектируемого объекта

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта	
	Назначение	Проектная мощность
Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»	Транспорт нефти	Подземный. Диаметр и толщина стенки – 114×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 1875 м Проектные мощности: добыча нефти – 19,1 т/сут; добыча жидкости – 294,4 м ³ /сут
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей	Транспорт нефти	Подземный. Диаметр и толщина стенки – 219×8 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 4792 м Проектные мощности: добыча нефти – 1614,7 т/сут; добыча жидкости – 2026,4 м ³ /сут

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
8

1.2.2 Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте

Сведения о единовременном размещении опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте, представлены в таблице 4.

В соответствии с таблицей 2 приложения 2 Федерального закона от 21.06.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемый объект «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023 г.)», относится к **третьему классу опасности**, поскольку суммарное количество обращающихся опасных веществ 20 и более, но менее 200 тонн.

Таблица 4 – Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на объекте

Наименование трубопровода	Опасное вещество	Кол-во, т	Признаки идентификации							
			Воспламеняющиеся и горючие газы, т	Горючие жидкости, находящиеся на товарно-сырьевых складах и базах	Горючие жидкости, используемые в технологическом процессе или транспортируемые по магистральному трубопроводу	Токсичные вещ-ва, т	Высокоокислительные вещ-ва, т	Окисляющие вещ-ва, т	Взрывчатые вещ-ва, т	Вещества опасные для окружающей среды, т
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей										
ПК0+0,0-ПК34+99,9	Нефть	87,895	-	-	87,895	-	-	-	-	-
ПК34+99,9-ПК46+3,9	Нефть	15,876	-	-	15,876	-	-	-	-	-
ПК46+3,9-ПК46+35	Нефть	16,604	-	-	16,604	-	-	-	-	-
Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»	Нефть	11,775	-	-	11,775	-	-	-	-	-
Всего на объекте, т		132,15			132,15					

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							9

1.3 Сведения о месторасположении проектируемого объекта

1.3.1 Краткая характеристика местности, на которой располагается проектируемый объект

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.

Растительность, на антропогенно преобразованных территориях, представлена разрозненными разнотравно – злаковыми группировками, сильно заболочена.

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

Основная река района строительства – р. Памендуй – находится в подпоре от максимальных расчетных уровней воды Баренцева моря. Местность представлена заболоченными озерами или заторфированными котловинами на их месте (хасыреи), а также термокарстовыми и ледниковыми озерами.

Рельеф поверхности плоский. Основная часть территории занята низменными приморскими аккумулятивными равнинами – лайдами и первой морской террасой. Территория строительства находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород.

Согласно СП 131.13330.2020 по карте климатического районирования для строительства участок работ относится к строительно-климатическому подрайону I Г.

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

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

В геоморфологическом отношении участок строительства находится в пределах аккумулятивно-денудационной равнины средне- и верхнечетвертичного возраста с уклоном в сторону моря.

Объект строительства находится в пределах Большеземельской тундры, представляющей обширную область повышенной холмистой равнины, в рельефе которой значительную роль играют формы аккумулятивного ледникового рельефа, представленного речными и озерными террасами, озерно-аллювиальными и аллювиально-морскими равнинами и несколькими террасовидными уровнями морских террас.

Рельеф поверхности плоский, территория частично заболочена. Основная часть территории занята низменными приморскими аккумулятивными равнинами – лайдами и первой морской террасой. Абсолютные отметки изменяются от 0,60 до 8,81 м. Рельеф первой морской террасы представляет собой плохо дренированную аллювиально-морскую равнину. Поверхность террасы сильно заболочена, рассечена множеством протоков, неглубоких озер и озерных котловин (хасыреев) на которых получили развития новообразования многолетнемерзлых пород. Рельеф второй морской террасы представляет собой относительно возвышенную дренированную аккумулятивно-морскую холмисто-озерную равнину.

Изучаемая территория располагается в Канинско-Печорской физико-географической ландшафтной провинции. Для территории характерны типичные тундровые ландшафты, в формировании которых значительную роль играет сезонно-талый слой.

В пределах разных геоморфологических уровней выделено четыре природных типа местности, приуроченных к современной озерно-аллювиальной и аллювиально-морской равнине.

– Хасырейный тип. Хасыреи – это заболоченные озера или заторфованные котловины на их месте. Данный тип местности распространен по всей территории строительства и прослеживается на всех геоморфологических уровнях;

– Озерно-холмистый тип. В районе работ занимает самые высокие точки рельефа. Характеризуется широким распространением небольших термокарстовых и ледниковых озер. Представлен урочищами полигонально-валиковых торфяников и кустарничково-травяно-моховых болот в комплексе с плоскими торфяниками;

– Пойменный тип. Представлен урочищами плоскогивистых дренированных поверхностей прирусловой поймы, занятых сырыми дюпонцевыми лугами, осочково-злаковыми приморскими лугами;

– Антропогенный тип. Наибольшей антропогенной трансформации природные ландшафты подвергаются в результате хозяйственной деятельности, направленной на добычу

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

							19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
								11
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

углеводородного сырья. Антропогенные трансформации, возникшие под действием традиционных для этого региона видов хозяйственной деятельности (оленоводство), незначительны.

Тобойское месторождение находится в стадии освоения, поэтому антропогенно-нарушенные территории приурочены к существующим коридорам коммуникаций.

Климатические условия. Климат Ненецкого автономного округа формируется преимущественно под воздействием арктических и атлантических воздушных масс. Частая смена воздушных масс, перемещение атмосферных фронтов и связанных с ними циклонов обуславливают неустойчивую погоду.

Для характеристики климата района работ использованы данные по АГМС Варандей.

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

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

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

В течение года преобладают ветры юго-западного направлений. С декабря по февраль – юго-западного, а с июня по август – северного, северо-восточного направления. Средняя годовая скорость ветра 6,4 м/с, средняя за январь – 7,0 м/с и средняя в июле – 5,5 м/с.

В геоморфологическом отношении район работ приурочен к ледниковой и озерно-аллювиальной равнине средне- и верхнечетвертичного возраста. Различаются два климатических района: полярный - в южной части и субарктический - в северной и восточной частях территории округа. Субарктический район делится на подрайоны: западный - с морским климатом и восточный - с континентальным.

В соответствии со СП 131.13330.2020, территория строительства по рекомендуемому климатическому разделению территории РФ для строительства находится в районе I, подрайон Г.

Согласно СП 20.13330.2016, по нормативному ветровому давлению территория относится к V району (0,60 кПа), по снеговым нагрузкам – к IV, нормативный вес снегового покрова для района – 2,0 кПа. Район гололедности третий. Нормативная толщина стенки гололеда 10 мм.

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

							19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
								12
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

Основные климатические параметры для холодного и теплого периодов года приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные климатические характеристики район

Наименование		Значение	
Климатические параметры холодного периода			
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С,	обеспеченностью 0,98	-40	
	обеспеченностью 0,92	-39	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С,	обеспеченностью 0,98	-37	
	обеспеченностью 0,92	-36	
Температура воздуха, °С	обеспеченностью 0,94	-24	
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		-44	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		8,8	
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха °С, периода со средней суточной температурой воздуха	≤ 0 °С	продолжительность	238
		средняя температура	-11,5
	≤ 8 °С	продолжительность	323
		средняя температура	-7,3
	≤ 10 °С	продолжительность	365
		средняя температура	-5,6
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		86	
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца, %		85	
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с		-	
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль		ЮЗ	
Средняя скорость ветра (м/с) за период со средней суточной температурой воздуха ≤8 °С		6,1	
Климатические параметры теплого периода			
Барометрическое давление, гПа		1010	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95		11	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98		15	
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С		13,0	
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С		32	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С		7,1	

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

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

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
13

Наименование	Значение
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	86
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %	80
Суточный максимум осадков, мм	46
Преобладающее направление ветра за июнь-август	СВ
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	-

Опасные природные гидрометеорологические процессы и явления. В северо-Западном федеральном округе в среднем в год отмечалось 45 дней с тем или другим опасным явлением. Наиболее подвержен регион сильным ветрам и является одним из самых ветреных регионов в Европейской части России.

1. Фактических сведений и наблюдений за смерчами в районе предполагаемого строительства не имеется. Рассматриваемая территория не выделена как смерчеопасная зона или район, а отнесена к районам, где смерчи возможны в принципе.

2. Сильные ветры скоростью не менее 15 м/с в районе работ наблюдаются ежегодно. Сильный ветер при скорости более 20 м/с и порывах 40 м/с наблюдается в районе работ редко (в отдельные месяцы и годы). За весь период наблюдений максимальная скорость ветра по метеостанции Усть-Уса составила 40 м/с. Расчетная максимальная скорость ветра (1 раз в 50 лет) - 22 м/с.

3. Снежные заносы обычно наблюдаются в холодный период с октября по май. Повторяемость скоростей ветра 6 м/с и более за холодный сезон (октябрь-май) составляет для МС Усть-Уса 24%. Доля более сильных метелеобразующих ветров (8 м/с и более) составляет на МС Усть-Уса 8%. Преобладающее направление метелевых ветров южное (26%) и юго-западное (20%). Их средняя скорость составляет 6,9 м/с. В среднем метели наблюдаются до 64 дня за год. Максимальное число дней с метелью составляет 98 дней.

Объем снегопереноса обеспеченностью 0,95 составляет 140 м³/м пог. Объем снегопереноса за зиму с максимальной продолжительностью метелей - 500 м³/м пог. Расчетная толщина снежного покрова обеспеченностью 98% составляет 105 см.

4. Гололед и сложное отложение в регионе имеют фронтальное происхождение и наблюдаются в холодное время года при прохождении теплых фронтов.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
14

Среднее число дней в году с гололедом – 15 дней. Максимальное число дней в году с гололедом составляет 35 дней. Гололед регистрируется в период с октября по апрель, по 1-4 случая за месяц. Температура воздуха при гололеде: -5°С.

5. Рассматриваемый район не относится к ливнеопасным, где критерием опасности является показатель более 30 мм за 12 часов и менее. Поэтому в соответствии с СП 11-103-97 «Инженерно-гидрометеорологические изыскания для строительства» принят общий критерий опасности более 50 мм за 12 часов и менее. Суточный максимум осадков по району равен 53 мм, что равно 1% обеспеченности (1 раз в 100 лет). Наблюденный максимум по метеостанции Усть-Уса составил 53 мм (10 июля 1972 года).

По годам изменчивость месячных и годовых сумм осадков по региону значительна. Продолжительность дождей от мая к августу возрастает. В 52% случаев очень сильные дожди в регионе выпадают в конце июня - начале июля. В летние месяцы сильные осадки в виде снега и града наблюдаются крайне редко. Общая продолжительность сильных дождей по годам отличается и колеблется в значительных пределах.

Территория изысканий относится к району со слабой грозовой активностью, обусловленной, в основном, низкой температурой воздуха в теплое время года. Грозы наблюдаются редко в апреле и сентябре-октябре, обычно с мая по август. Средняя продолжительность гроз максимально наблюдается в июле - 9,13 часов.

Из опасных гидрологических процессов и явлений на участках изысканий согласно приложениям Б, В СП 11-103-97 выявлены русловые процессы на пересекаемых водотоках.

Также к опасным гидрологическим явлениям на изыскиваемой территории относится половодье, которое может оказывать гидродинамическое воздействие на береговые сооружения, размыв берегов потоком воды, способствовать загрязнению гидросферы, почв, грунтов, затоплению территории.

По СП 115.13330.2016 таблица 5.1 категория опасных природных воздействий территория относится:

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

Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории от ожидаемых воздействий объекта строительства на окружающую среду: нарушение почвенно-покровного слоя, загрязнение грунтов и грунтовых вод, загрязнение поверхностных водотоков, увеличение мощности СТС (при наличии ММП), нарушение естественного температурного режима и влажности грунтов, загрязнение атмосферы в результате

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							15
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

выбросов загрязняющих веществ, активизация экзогенных геологических процессов – термокарст и термоэрозия (при наличии).

Опасные инженерно-геологические процессы. На территории помимо таких физико-геологических явлений как оплывины, заболачивание, выветривание, речная эрозия и аккумуляция, повсеместно распространены процессы, связанные с наличием толщи многолетнемерзлых пород на глубине до 360 м. Среди них наблюдаются такие криогенные процессы как морозобойное растрескивание, термокарст, сезонное и многолетнее пучение, новообразование ММП и др.

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

С процессами термокарста связано образование просадочных форм рельефа на участках развития льдистых минеральных и биогенных грунтов. Сущность процесса термокарста заключается в вытаивании воронок провального типа, как правило, на пересечении морозобойных трещин или в зоне техногенного воздействия с нарушением почвенно-растительного слоя. Воронкообразные углубления заполняются талыми или атмосферными водами. Вода, по сравнению с воздухом, обладает большей теплоемкостью и теплопроводностью, что способствует увеличению скорости вытаивания льда.

Криогенное растрескивание –характерно для плоских торфяников с мощностью торфа более 1,0 м. Растрескивание связано с промерзанием грунтов СТС, где в результате объемного сжатия образуются разрывы сплошности массива пород, увеличивающиеся в плане и в разрезе при многократном повторении циклов промерзания-протаивания.

Вероятность развития этих процессов осложняют освоение территории.

1.3.2 Сведения о размерах и границах территории, запретных, санитарно-защитных и охранных зонах проектируемого объекта

В административном отношении район строительства находится в Ненецком автономном округе Архангельской области, МР «Заполярный район», на территории

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

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-МПБ.Г1).

Ширина полосы отвода земельных участков для размещения трасс проектируемых трубопроводов, предоставляемых для размещения линейных объектов, составляет:

- для размещения нефтегазопроводов – 24 м;

Таблица 6 – Площади земельных участков, предоставленных для размещения линейного объекта

Наименование и назначение участка	Нормативная площадь участка на период строительства и эксплуатации, га	Площадь участков предоставленных для строительства (в соответствии с Проектом планировки и Проектом межевания территории), га
Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»	4,5000	15,9028
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей	11,5008	
Итого:	16,0008	15,9028

В площадь застройки включены:

- площадь зданий и сооружений;
- площадь, занятая коммуникациями.

Ведомость проектируемых сооружений по трассе проектируемого трубопровода представлена в таблице 7.

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

						19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							17
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Таблица 7 – 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 выдвигаемым 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 выдвигаемым 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.

По сведениям Департамента природных ресурсов, экологии и агропромышленного комплекса Ненецкого автономного округа проектируемые объекты расположены вне ООПТ федерального, регионального и местного уровней и их охранных зон.

Территория участка строительства располагается в пределах территории ведения хозяйственной деятельности союза родовых общин (СРО) «Я'Ерв». На участке производства работ - территории традиционного природопользования местного значения отсутствуют.

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

							19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			18

Объекты культурного наследия, включенные в единый государственный реестр объектов культурного наследия народов РФ, выявленные объекты культурного наследия отсутствуют. А также земельный участок расположен вне зон охраны/защитных зон объектов культурного наследия.

Согласно сведениям, предоставленным Государственной инспекцией по ветеринарии НАО скотомогильников и биотермических ям в районе строительства не зарегистрировано.

На основании сведений Департамента ПР и АПК НАО зоны с особыми условиями использования территории (ЗООИТ), установленные от объектов местного значения отсутствуют.

В соответствии с п. 24 Порядка ведения государственного кадастра отходов, утвержденного приказом Минприроды России от 30.09.2011 №792, сведения об объектах размещения отходов, включенных в Государственный реестр объектов размещения отходов, размещены на официальном сайте Росприроднадзора. В районе работ объекты ТБО, включенные в Государственный реестр объектов размещения отходов, отсутствуют.

Для р. Памендуй и Протоки б/н устанавливается водоохранная зона в размере 50м.

По сведениям Департамента ПР и АПК НАО, источники хозяйственно-питьевого водоснабжения, находящиеся в ведении администрации, их зон санитарной охраны в радиусе 3 км от района работ отсутствуют.

Решения об отнесении лесов к защитным лесам, а также земель к особо ценным в составе земель сельскохозяйственного назначения в районе работ Администрацией Заполярного района не принимались.

1.4 Сведения о персонале и населении

1.4.1 Сведения об общей численности персонала и численности наибольшей работающей смены проектируемого объекта

Эксплуатация и обслуживание проектируемого объекта осуществляется существующим персоналом КЦДНГ №4 ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

Автоматизация и управление технологическим процессом добычи и транспорта продукции позволяет эксплуатировать технологическое оборудование без постоянного присутствия обслуживающего персонала (работа в автоматическом режиме). Персонал находится на объекте в течение времени, необходимого для визуального осмотра, контроля технологического режима работы и для проведения ремонтно-профилактических работ.

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

							19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
								19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

2 Результаты анализа безопасности

2.1 Характеристика опасных веществ

На опасном производственном объекте «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023 г.)» обращается пожароопасное вещество нефть (в т.ч. в виде водонефтяной эмульсии). Характеристика опасного вещества приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристика опасного вещества – нефти

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
1. Название вещества 1.1. Химическое 1.2. Торговое	Смесь высших предельных углеводородов Нефть	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
2. Вид	Горючая жидкость в технологическом процессе	ФЗ №116-ФЗ
3. Формула: Эмпирическая Структурная	C_nH_{2n+2} CH ₃ -CH ₂ -...-CH ₂ -CH ₃	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
4. Состав: – воды, % масс – серы, % масс. – парафина, % масс – смол, % масс – асфальтенов, % масс; – газовый фактор, м ³ /т	Ок.46 0,19 5077 2,14 0,49 150,0	Данные лабораторных исследований
5. Общие данные: 5.1. Молярная масса, г/моль 5.2. Температура кипения, °С (при давлении н.у.) 5.3. Плотность при 20°C, кг/м ³ 5.4. Вязкость, МПа*с при 20°C	Нет данных 80-300 820 7,97	Данные лабораторных исследований
6. Данные о пожаро-взрывоопасности: 6.1. Температура вспышки, °С 6.2. Температура самовоспламенения, °С 6.3. Температура застывания, °С 6.4. Пределы взрываемости, % об.: – нижний – верхний	Легковоспламеняющаяся жидкость -35 - +34 240-570 (в зависимости от состава нефти) - 8 2,4 9,0	ГОСТ 30852.19-2002 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средств их тушения» под ред. Д.А. Корольченко,

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

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

21

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
7. Данные о токсической опасности ПДК в воздухе рабочей зоны, ПДК в атмосферном воздухе, мг/м ³	3-й класс токсической опасности 10 мг/м ³ 5	ГОСТ 12.1.005-88
8. Реакционная способность	Пары нефти могут образовывать взрывоопасные концентрации с окислителями (кислород воздуха).	«Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения», т. 1,2, под ред. Баратова А. Н
9. Запах	Запах углеводородов. Зависит от состава нефти (обусловлен наличием сернистых и ароматических соединений в нефти)	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
10. Коррозионная активность	Коррозионное воздействие оказывают сернистые соединения, содержащиеся в нефти, эффект воздействия зависит от их концентрации. Обладает ярко выраженными коррозионно-активными свойствами	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
11. Меры предосторожности	Оборудование и аппараты производственных помещений должны быть герметизированы. Помещения должны быть снабжены приточно-вытяжной вентиляцией. Запрещается обращение с открытым огнем. Искусственное освещение должно быть во взрывопожаро-безопасном исполнении. Не допускается использование инструментов, дающих при ударе искру. При возникновении неисправностей применять меры по их устранению.	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения», т. 1,2, под ред. Баратова А.Н.
12. Воздействие на людей и окружающую среду, в том числе от поражающих факторов аварии	Длительное дыхание паров вызывает головную боль, слабость, сердцебиение. При хроническом воздействии заболеваемость органов дыхания, функциональные нарушения со стороны ЦНС, ЖКТ; при контакте: дерматиты, пигментация, эритема, бородавки, шелушение. Многие химические соединения, содержащиеся в нефти, могут оказывать канцерогенное действие. В результате воздействия поражающих	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

22

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	<p>факторов аварии на людей возможно:</p> <ul style="list-style-type: none"> - токсическое отравление человека парами нефти и продуктами ее неполного сгорания при пожарах; - термические ожоги при воспламенении; - поражение человека воздушной ударной волной и осколками разрушенного оборудования. <p>В результате воздействия поражающих факторов аварии на окружающую среду возможно:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнение земельных и водных ресурсов нефтью; - загрязнение атмосферы летучими низкомолекулярными углеводородами при свободном испарении нефти; - загрязнение атмосферы продуктами неполного сгорания нефти. 	
13. Средства защиты	<p>При работе с высокими концентрациями (зачистка цистерн, баков и т.д.) шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха (ПШ-1, ПШ-2, ДПА-5 и др.), при меньших концентрациях углеводородов в воздухе - фильтрующий промышленный противогаз марки А. Для смывания нефти с кожных покровов - сульфированное касторовое или прованское масло. Защитные мази и пасты ХИОТ-6, ИЭР-1. Спецодежда и спец. обувь.</p>	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
14. Методы перевода вещества в безвредное состояние	<p>Вентиляция помещения, с целью уменьшения концентрации паров сернистых и ароматических соединений в воздухе, создание водяных завес и преград. Методы сбора нефти: ручной; механический. При сборе нефти применяется сорбционный материал. Собранная нефть отдается на комплекс по переработке нефтепродуктов</p>	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1
15. Меры первой помощи пострадавшим от воздействия поражающих факторов при аварии	<p>Вынести пострадавшего из отравленной атмосферы, освободить от одежды. Покой, тепло. Крепкий сладкий чай, настойка валерианы или пустырника. Глютаминовая кислота (1,0 г), аскорбиновая кислота (0,1 г), витамин В6 (0,02 г), пангамат</p>	Лазарев Н. В. «Вредные вещества в промышленности», том 1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

23

Наименование параметра	Параметр	Источник информации
	натрия (0,01 г). Промывание глаз 2% раствором соды. При потере сознания вдыхание хлора или нашатырного спирта (с ватки). Сердечные средства: раунатин (по 1 мл), кофеин (10%). В тяжелых случаях – искусственное дыхание «рот в рот» и «рот в нос» с последующим подключением аппаратов искусственного дыхания (до самостоятельного дыхания или появления трупных пятен), Внутривенно: лобелин (1 мл 1%-го раствора) или бемегрид (2 мл 0,5%-го раствора), либо внутримышечно цититон (1 мл). Применение адреналина и адреналиноподобных препаратов противопоказано! При попадании на кожу смыть мылом с водой; при воспалении кожи смазывать 2 % раствором борной кислоты. При термических ожогах вынести пострадавшего на свежий воздух, покой, тепло, освободить от одежды, приложить холод на 20-30 мин в случае ожоговых пузырей или накрыть сухой чистой тканью в случае нарушения целостности ожоговых пузырей и кожи вызвать скорую помощь.	

2.2 Данные о технологии и аппаратном оформлении

2.2.1 Принципиальная технологическая схема с обозначением основного технологического оборудования и кратким описанием технологического процесса по составляющим проектируемого объекта

В настоящем проекте предусматривается строительство промышленных трубопроводов.

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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							24
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемые промышленные нефтепроводы по диаметру относятся к III классу, по назначению относятся 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 предварительные гидравлические испытания на прочность участков проектируемого трубопровода:

- на узлах подключения к межпромысловому коллектору и прилегающие участки по 15 м давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}$ МПа в течение 12 часов;
- на узлах пуска и приема очистных устройств и примыкающему к нему участку длиной 100 м давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}$ МПа в течение 12 часов;
- на узлах линейной запорной арматуры давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}$ МПа в течение 6 часов;
- на переходах через водные преграды в границах 1%УВВ давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}$ МПа в течение 12 часов.

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 $\varnothing 114 \times 6$ 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 $\varnothing 219 \times 8$ 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

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

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

25

температуре испытания минус 60°C. С внутренним заводским двухслойным антикоррозионным покрытием на основе порошково-эпоксидных красок с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°C 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 радиусомгиба $R=1.5Dy$ 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°C 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 радиусомгиба $R=1.5Dy$ 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°C для трубопровода Ду200;

– отводов гнутых с радиусомгиба $R=1.5Dy$, $R=5Dy$ 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°C 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°C, с наружным однослойным антикоррозионным покрытием, с теплоизоляционным покрытием из пенополиуретана в оцинкованной оболочке ППУ-ОЦ.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
26

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 $KCU=34,3 \text{ Дж/см}^2$ ($3,5 \text{ кгс м/см}^2$) при температуре испытания минус 60°C .

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 выдвигным шпинделем, вентиль прободоотборный, 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.

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

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						Лист
						27

Продукты очистки нефтегазопровода из камер пуска и приема очистных устройств через дренажные трубопроводы Ду100 мм поступают в дренажные емкости $V=5\text{м}^3$. 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 попадания 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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
28

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

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

							19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
								29
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

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

2.2.2 Перечень основного технологического оборудования, в котором размещаются опасные вещества

Перечень проектируемого технологического оборудования, в котором обращается опасное вещество – нефть, представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

Составляющие проектируемого объекта	Краткая характеристика составляющих объекта	
	Назначение	Проектная мощность
Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»	Транспорт нефти	Подземный. Диаметр и толщина стенки – 114×6 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 1875 м Проектные мощности: добыча нефти – 19,1 т/сут; добыча жидкости – 294,4 м ³ /сут
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей	Транспорт нефти	Подземный. Диаметр и толщина стенки – 219×8 мм Рабочее давление – 4,0 МПа Протяженность – 4792 м Проектные мощности: добыча нефти – 1614,7 т/сут; добыча жидкости – 2026,4 м ³ /сут

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							31

2.2.3 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Данные о распределении опасных веществ по оборудованию проектируемого объекта представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Данные о распределении опасных веществ по оборудованию

Технологическая площадка		Кол-во опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
Наименование оборудования	Плано-вая длина, м	В единице оборудования	На площадке	Агрегатное состояние	Давление, МПа	Температура, °С
Нефтегазопровод «от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей3»						
Количество нефти						
ПК0+0,0-ПК34+99,9	3499	188,81	188,81	ГЖ	4,0	+40..+70
ПК34+99,9-ПК46+3,9	632	116,79	116,79	ГЖ	4,0	+40..+70
ПК46+3,9-ПК46+35	661	117,52	117,52	ГЖ	4,0	+40..+70
Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»	1875	1,194	0,641	ГЖ	4,0	+40..+70

2.3 Описание технических решений по обеспечению безопасности

2.3.1 Описание решений, направленных на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ

В качестве решений, направленных на предупреждение разгерметизацию оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ, можно выделить следующие:

- материалы, конструкция аппаратов и трубопроводов рассчитаны на обеспечение прочности и надежности эксплуатации в рабочем диапазоне температур от возможной минимальной температуры водонефтяной эмульсии до максимальной;
- выбор оборудования произведен на базе стандартного оборудования, выпускаемого заводами-изготовителями, по техническим характеристикам, удовлетворяющим проведению технологического процесса;
- все оборудование соответствует климатическим характеристикам (снеговые нагрузки, ветровые нагрузки, минимальная температура воздуха) и сейсмичности района размещения проектируемого объекта;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						Лист
									32
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	

- фундаменты рассчитаны на нагрузку, обеспечивающую безопасность оборудования и трубопроводов;
- все оборудование размещено с соблюдением соответствующих нормативных разрывов между сооружениями, что обеспечивает безопасное обслуживание, пожарную безопасность, а также компактное расположение с целью максимального сокращения отводимой территории;
- система транспорта продукции напорная, что обеспечивает максимальную герметичность системы и минимальные выделения нефти в окружающую среду при нормальных условиях эксплуатации;
- контроль и управление технологическим процессом создан на базе современных средств контроля и автоматизации отечественного производства;
- оборудование оснащено контрольно-измерительными приборами и средствами сигнализации, необходимыми для безопасного ведения процесса;
- для строительства прямолинейных участков проектируемых трубопроводов проектом принята труба стальная бесшовная горячедеформированная повышенной эксплуатационной надежности, с внутренним двухслойным заводским в теплостойком исполнении антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до 80°C и наружным трехслойным теплостойким антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена;
- применение отводов гнутых и крутоизогнутых, изготовленных из бесшовных труб, для максимального снижения гидравлического сопротивления;
- для предотвращения термических деформаций, возможных при эксплуатации трубопроводов в силу климатических особенностей месторасположения, на трубопроводах предусмотрен монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;
- для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, на трубопроводах предусмотрено применение равнопроходной арматуры;
- применение теплоизоляции из негорючих материалов на надземных частях проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур;
- очистка внутренней полости трубопровода после строительства;
- выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемых трубопроводов относительно существующих коммуникаций;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист 33
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

- в качестве запорной арматуры применяется арматура класс герметичности А;
- контроль за соблюдением графиков планово-предупредительных ремонтов (ППР) оборудования со стороны технических служб обслуживающих цехов с целью своевременного проведения ремонтов;
- опрессовка технологических трубопроводов и аппаратов на герметичность после проведения ремонтов.

2.3.2 Описание решений, направленных на предупреждение развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ

В качестве решений по предупреждению развития аварий и локализации выбросов опасных веществ на опасных участках составляющих объекта можно выделить следующее:

- полная герметизация технологического процесса перекачки продукции;
- в точках подключения проектируемых трубопроводов к скважинам и измерительным установкам предусматриваются узлы отключающих задвижек с обратными клапанами, что ограничивает объем проливов при аварийной разгерметизации трубопроводов;
- обеспечена возможность отключения отдельных нефтегазопроводов запорной арматурой. Для контроля давления предусмотрены манометры показывающие;
- на нефтесборных коллекторах и выкидных линиях предусматривается установка электроприводной запорной арматуры, обеспечивающей управление задвижкой электроприводной: открыта/закрыта; открыть/закрыть; неисправность; местный/дистанционный;
- в качестве запорной арматуры применяется арматура класс герметичности А;
- патрулирование трасс – визуальные наблюдения с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности трубопроводов;
- разработка плана ликвидации аварий с учетом вновь проектируемых объектов и сооружений;
- обучение обслуживающего персонала действия по ликвидации аварийных ситуаций;
- проведение учебных тренировок персонала с отработкой практических действий в случае аварии;
- при направлении рабочих на огневые, газоопасные, восстановительные и ремонтные работы, в обязательном порядке оформляется наряд-допуск, определяются меры

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т		Лист
											34

безопасности при проведении огневых работ, порядок контроля воздушной среды и средства защиты. Все исполнители проходят инструктаж по соблюдению мер безопасности при выполнении огневых работ на объекте.

2.3.3 Описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаро-безопасности проектируемого объекта

Пожарная безопасность обеспечивается комплексом организационно-технических мероприятий, направленных на исключение возможности возникновения пожара, предотвращения воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничения материального ущерба от него, для чего на оборудовании и в проектной документации реализуются следующие мероприятия:

- обеспечена транспортная сеть проектируемого объекта с внешней дорожной сетью посредством грунтовых и асфальтовых дорог круглогодичного действия;
- размещение технологического оборудования на открытых площадках;
- соблюдение нормативных безопасных разрывов между наружными установками, зданиями и сооружениями, с учетом принятых категорий по пожарной и взрывопожарной опасности;
- полная герметизация технологического оборудования и обвязочных трубопроводов;
- оснащение площадок первичными средствами пожаротушения;
- по периметру основания насыпи площадок обслуживания нефтегазопроводов устраивается минерализованная полоса шириной 1,4м;
- проектной документацией предусматриваются мероприятия по выполнению системы защитного заземления, системы уравнивания потенциалов и снятия статического электричества;
- в качестве естественного заземляющего устройства используются проектируемые фундаменты сооружений, эстакад.;
- проектной документацией предусматривается заземление надземных участков трубопроводов;

Комплекс организационно-технических решений обеспечивающих взрыво- и пожаробезопасность проектируемого объекта включает:

- назначение ответственных за пожарную безопасность;
- обучение работников организации мерам пожарной безопасности;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
										35

- обеспечение обслуживающего персонала спецодеждой и спецобувью с защитными свойствами;
- регулярный инструктаж по противопожарной безопасности с рабочими и ИТР (с записью в журнал инструктажа);
- постоянный контроль над техническим состоянием трубопроводов;
- при пуске в работу или остановке предусматриваются специальные меры, предотвращающие образование в системе пожаровзрывоопасных смесей;
- запрещен обогрев открытым пламенем, промерзших в сильные морозы частей технологического оборудования;
- регулярную проверку состояния пожарной безопасности объекта, наличие и исправность технических средств противопожарной защиты и пожарной техники, принятие срочных мер по устранению выявленных недостатков;
- обеспечение разработки плана действия обслуживающего персонала при возникновении пожара на объекте и проведение один раз в год практических занятий по отработке плана;
- в обязательном порядке оформление наряд-допуска при направлении рабочих на огневые, газоопасные, восстановительные и ремонтные работы, определение мер безопасности при проведении огневых работ, порядок контроля воздушной среды и средств защиты;
- разработка плана тушения пожара – в соответствии с ФЗ №69-ФЗ (в указанном плане особо должны быть отмечены действия руководства объекта и соответствующих служб в случае, если пожар или авария приобретает катастрофический характер, а имеющихся в наличии штатных сил и средств недостаточно).

2.3.4 Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций и других средств обеспечения безопасности

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

Предусмотренный уровень контроля и автоматизации достаточен для обеспечения работы технологических установок с минимальным вмешательством обслуживающего персонала (оператора), обеспечивающий контроль и управление с диспетчерского пункта.

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							36
Инв. № подл.							19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т
	Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	

Получая информацию о состоянии объекта, оператор имеет возможность проанализировать эту информацию и принять соответствующее решение об управляющем воздействии на объект. Информация поступает на диспетчерский пункт (КЦДНГ-4) ТПП "ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз".

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 (P_{max}) и аварийном минимальном давлении (P_{min}) 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;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

- 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 А,В,С;
- дистанционное измерение тока фазы А,В,С.

Контроль герметичности нефтегазопровода осуществляется на основании информации, поступающей 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
39

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;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
40

– 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 11.

Таблица 11 – Объем информации передаваемой в ЦПС Тобой

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
КТП			
Напряжение по фазе А, В, С	x	-	-
Ток фазы А, В, С	x	-	-
Пожарная сигнализация	-	x	-
Несанкционированный доступ	-	x	-
ПЕРЕХОД ЧЕРЕЗ РЕКУ			
Давление в трубопроводе (до перехода, после перехода, внутри перехода)	x	x	-
Давление в кожухе (основной и резервной ниток)	x	x	-
1,2 порог загазованности СН4 в кожухе (основной и резервной ниток)	x	x	-
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть/закрыть/стоп; открыта/закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x
ВЫКИДНАЯ ЛИНИЯ ОТ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ			
Давление на линии	x	x	-
Расход	x	-	-

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;

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

						19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист 41
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Nx2xS/МКЭКШВнг(A)-LS-XЛ 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 отдельными кабелями.

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

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

						19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		43

2.4 Основные результаты анализа риска

2.4.1 Анализ основной причин аварий

Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами

Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень аварий, имевших место на других аналогичных объектах или аварий, связанных с обращающимися опасными веществами

Дата, место аварии	Описание аварии	Причины	Пострадавшие, ущерб
09.01.2014 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз», КЦДНГ №7 Харьгинское нефтяное месторождение	На действующем нефтесборном коллекторе произошла разгерметизация фланцевого соединения заглушки пропарочного стояка, с последующим разливом нефтесодержащей жидкости на снежный покров	Разгерметизация фланцевого соединения заглушки пропарочного стояка нефтесборного коллектора произошла вследствие некачественной сборки фланцевого соединения	Пострадавших нет. Площадь загрязнения составила 25 м ² . Экономический ущерб от аварии составил 201366 руб.
11.04.2014 Оренбургская область, ООО «Оренбургская буровая компания»	При производстве работ произошел скачок давления, из-за чего разорвался трубопровод.	Нет данных	1 погибший. Данных об ущербе нет.
11.01.2015 Трасса трубопровода от троецкой УППНиВ до Крымской ЛПДС ЦТОРТ и ЛПА №2 ООО «РН-Краснодар-нефтегаз» 5 км от УППНиВ Троицкой в сторону г. Крымска	Обнаружен выход углеводородного сырья	Локальная сквозная коррозия тела нефтепровода. Недостаточный производственный контроль со стороны эксплуатирующей организации.	Пострадавших нет. Ущерб составляет 1 954 509,51 руб.
07.01.2015 Конденсатопровод Западный Соплес-Вуктыл (Система межпромысловых трубопроводов №5 ЛПУ МТ ООО	Было обнаружено пятно диаметром 3 м	При строительстве конденсатопровода был допущен дефект изоляционного покрытия с последующим его отслоением в процессе эксплуатации. Образовался	Пострадавших нет. Данных об ущербе нет.

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

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

44

Дата, место аварии	Описание аварии	Причины	Пострадавшие, ущерб
«Газпром добыча Краснодар» филиал ЛПУМТ)		доступ влаги непосредственно к металлу и ее накопление, что послужило катализатором коррозии под покрытием до полного разрушения тела трубы. Не проведена внутритрубная диагностика трубопровода в установленные законодательством сроки, нарушены сроки проведения ревизии и диагностики.	
07.02.2016 Нефтеборный трубопровод «Т.ВР.К.30-Т.ВР.К.56» Северо-Тарасовского месторождения, 45 км от г. Тарко-Сале	Разгерметизация промышленного нефтеборного коллектора Ду426×10 с последующим возгоранием	Разрушение трубопровода произошло вследствие коррозионного износа, возникшего по причине транспорта газоводонефтяной смеси с большим содержанием механических примесей.	Пострадавших нет. Ущерб составляет 4 952 000 руб.
26.11.2016 10 км подводящего трубопровода Московский НПЗ – ЛПДС «Володарская» участка магистрального кольцевого нефтепродуктопровода	В режиме эксплуатации подводящего трубопровода Московский НПЗ – ЛПДС «Володарская» участка магистрального кольцевого нефтепродуктопровода произошло разрушение трубных секции диаметром 350 мм с утечкой нефтепродукта	Причиной повреждения нефтепродуктопровода явились механические повреждения трубы, образовавшиеся в результате контакта строительной техники с трубой при производстве земляных работ для прокладки кабеля связи. Данные повреждения, являясь концентраторами напряжений, инициировали процесс локальной коррозии трубы, привели к образованию трещины и последующему разрушению трубной секции.	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 36 492 тыс. руб.
18.01.2018 413 км магистрального нефтепровода «Куйбышев-Тихорецк», 1974 г. ввода в	В процессе транспортировки нефти в рабочем режиме произошло нарушение целостности нефтепровода с выходом нефти и попаданием ее на территорию с.	Разрушение кольцевого сварного стыка трубопровода вызвано формированием крупнозернистой структуры видманштеттового феррита + квазиэвтектоида, что привело к полному разрушению	Пострадавших нет. Экономический ущерб составил 68 789 тыс. руб. Экологический ущерб составил 1

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

45

Дата, место аварии	Описание аварии	Причины	Пострадавшие, ущерб
эксплуатацию.	Красноармейское с последующим возгоранием.	сварного соединения по оси шва.Несоответствие механических свойств металла сварного шва нормативному значению возникло в результате скрытого брака сварки, допущенного в период строительства участка трубопровода, которое осуществлялось в 1973 г.	796 тыс. руб.

Анализ основных причин произошедших аварий.

Анализ основных причин аварий, происшедших на нефтепроводах, позволил выделить следующие взаимосвязанные группы причин, характеризующиеся:

Внешним механическим воздействием – 75% от всех причин аварий на нефтепроводах.

В том числе:

- несанкционированные врезки – 50%;
- повреждения строительной техникой – 25%;
- браком при строительном-монтажных работах – 12,5% от всех причин аварий на нефтепроводах;
- заводским браком – 12,5% от всех причин аварий на нефтепроводах.

Наиболее частыми причинами возникновения аварийных ситуаций на нефтепроводах явились внешние воздействия при проведении строительных и земляных работ, браки строительном-монтажных работ, коррозионные процессы и заводские дефекты труб и оборудования.

Анализ итогов работы нефтепроводов показывает, что основная угроза целостности опасных производственных объектов трубопроводного транспорта определяется следующими факторами:

- интенсивное развитие коррозионных процессов на нефтепроводах. Недостаточная защищенность нефтепроводов в основном связана с потерей качества пленочного изоляционного покрытия;
- значительный рост случаев несанкционированного подключения к нефтепроводам в целях хищения транспортируемого продукта;

Индв. № инв. №	Взам. инв. №
Индв. № подл.	Подп. и дата
Изм.	Кол.уч

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
46

- аварийность по причине брака при строительном-монтажных работах обусловлена отсутствием эффективной системы технического надзора за соблюдением проектных решений в период строительства объектов трубопроводного транспорта и недостаточной оснащённостью строительных организаций специальным оборудованием.

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций на объектах, аналогичных проектируемому, являются механическое разрушение оборудования и несоблюдение правил промышленной безопасности обслуживающим персоналом. По данным «Отчета о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору» к основным организационным и техническим причинам аварий и несчастных случаев в нефтегазовой промышленности следует отнести:

- неэффективную организацию осуществления производственного и технического контроля;
- нарушение технологии производства работ;
- производство работ с нарушением требований руководств по эксплуатации;
- нарушение работниками трудового распорядка и дисциплины труда;
- ненадлежащее содержание и техническое обслуживание оборудования;
- отсутствие контроля за выполнением работ;
- отсутствие организационно-технических мероприятий безопасного ведения работ;
- установка спецтехники во взрывоопасной зоне;
- применение неисправного оборудования или оборудования с отработавшим нормативным сроком эксплуатации;
- нарушения требований соответствующих инструкций и правил по оборудованию производственных рабочих мест.

К проблемным вопросам большинства компаний следует отнести неудовлетворительное состояние промысловых трубопроводов, низкие темпы проведения их диагностики, ремонта, замены и ингибиторной защиты; замену физически и морально устаревшего оборудования.

2.4.2 Анализ условий возникновения и развития аварий

Анализ условий возникновения и развития аварий

К основным причинам, связанным с отказом оборудования относятся:

- 1) Опасности, связанные с типовыми процессами.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
47

Основными процессами являются процессы транспортировки нефтяной эмульсии и пластовой воды. Технологический процесс перекачки нефтяной эмульсии характеризуется повышенным давлением, высокой интенсивностью транспортировки продукции, наличием большого количества нефти между отключающими задвижками. Добываемая среда характеризуется высокой коррозионной активностью (по причине совместного присутствия пластовой воды, солей, хлоридов, углекислого газа).

2) Физический износ, коррозия, механическое повреждение, брак при сварке, усталость металла.

Исходя из анализа неполадок и аварий, можно сделать вывод, что коррозионное разрушение, чаще всего имеет локальный характер и не приводит к серьезным последствиям. Однако при несвоевременной локализации может произойти дальнейшее развитие аварии.

Заметное влияние на износ оборудования оказывает то, что в нефти содержится большое количество агрессивных примесей, абразивных частиц (песок), пластовой воды. В районе расположения проектируемого оборудования присутствуют грунты с высокой коррозионной активностью.

Внешняя коррозия возможна из-за дефектов антикоррозионного покрытия.

3) Отказы, разрушение и поломки оборудования.

Основными отказами/поломками оборудования являются: отказ/поломки электрооборудования, электропроводки; аппаратуры КИПиА, предохранительных и обратных клапанов, неполадки и отказ задвижек.

4) К основным причинам и факторам, связанным с ошибочными действиями персонала относятся:

- некачественная диагностика и выявление дефектов во время эксплуатации;
- дефекты не ликвидируются из-за отсутствия или неудовлетворительного качества ремонтных работ, или недооценки опасности дефектов;
- ошибки операторов (например, резкое повышение давления, сверх нормативного, переполнение емкостного оборудования и автоцистерн, неверная последовательность пуска/останова оборудования, неверное освобождение оборудования от опасных веществ при подготовке к регламентным работам);
- механическое повреждение.

5) К основным причинам и факторам, связанным с внешними воздействиями природного и техногенного характера относятся:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
48

– разряд атмосферного электричества. Разряд атмосферного электричества возможен при поражении объекта молнией, при вторичном ее воздействии или при заносе в него высокого потенциала.

– низкая температура воздуха. Приводит к повышению вязкости нефти, образованию парафиновых пробок в местах скопления воды и, следовательно, к повышению давления в трубопроводах.

– землетрясение, оползневые и карстовые явления. Объект находится не в сейсмоопасной зоне оползневых и карстовых явлений в зоне расположения не наблюдалось.

– диверсии и террористические акты, акты вандализма (для рассматриваемого региона маловероятны).

К основным факторам, способствующим возникновению и развитию аварий на линейной части трубопроводов относятся:

– наличие высоких механических напряжений в конструктивных элементах трубопроводов, поэтому даже относительно незначительные отклонения действительных условий от принятых за исходные в проектных расчетах могут принести систему в предельное состояние;

– наличие в нефти большого количества агрессивных примесей, абразивных частиц, пластовой воды, что обуславливает повышенный коррозионный износ трубопроводов;

– непосредственный контакт трубопроводов с природной средой, чем обусловлена более высокая степень их уязвимости от агрессивного воздействия с ее стороны по сравнению с другими технологическими объектами;

– наличие сложных по условиям строительства и труднодоступных участков трасс трубопроводов, что предопределяет возможность появления дефектов уже при транспортировке труб к месту СМР и в ходе СМР и обуславливает трудности при проведении профилактических работ и ремонтов;

– непредсказуемость местоположения потенциального разрыва относительно точки территории, в которой определяется риск;

Возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий при проведении работ по строительству проектируемого объекта в условиях эксплуатации существующего оборудования, связаны с ошибочными действиями персонала:

– механическое повреждение оборудования и трубопроводов при проведении строительно-монтажных работ, повреждение оборудования грузоподъемными механизмами и строительной техникой;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
49

- повреждение сетей электроснабжения, заземления и молниезащиты, КИПиА, пожарной сигнализации при проведении строительно-монтажных работ;
- падение грузоподъемных механизмов;
- нарушение технологической и трудовой дисциплины, неосторожные или несанкционированные действия работников строительно-монтажных специальностей при проведении СМР;
- нарушение регламента проведения работ при зачистке и демонтаже нефтяных резервуаров, емкостей и др. технологического оборудования.

Определение сценариев аварийных ситуаций с участием опасных веществ

В результате анализа ранее определенных событий (причин, факторов), обусловленных конкретным инициирующим событием, в качестве моделей гипотетических аварий к рассмотрению приняты группы сценариев аварий, приведенные в таблице 13.

Таблица 13 – Группы сценариев аварий

№ сценария	Схема развития сценария	Поражающий фактор
С1 Разлитие опасного вещества без воспламенения	Полная или частичная разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → загрязнение окружающей природной среды → локализация и ликвидация аварийной ситуации	Экологическое загрязнение
С2 Пожар разлития опасного вещества	Полная или частичная разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника зажигания → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение	Экологическое загрязнение, тепловое загрязнение + прямое огневое действие
Примечания: При описании схем развития большинства типовых сценариев аварий в качестве инициирующего события не рассматривается образование неплотностей во фланцевых соединениях оборудования и коммуникаций, т.к. при идентичности схем развития аварий, ожидаемые последствия будут менее катастрофичны. Сделанное допущение будет в дальнейшем определять выбор наиболее вероятного сценария аварии не из всего возможного множества аварийных ситуаций, а из представленного перечня аварий с наиболее значительными последствиями.		

Оценка количества опасных веществ, участвующих в авариях

Для определения количества опасного вещества, участвующего в авариях использовались данные ожидаемого дебита проектируемых нефтепроводов.

Расчёт количества опасных веществ, обращающихся на нефтегазопроводах, проводится, исходя из количества опасного вещества, которое одновременно находится на опасном производственном объекте (п.1 Приложения 2 ФЗ от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»).

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

							19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			50

Прогнозирование объема разлива нефти при порыве нефтепровода проводилось из расчета 25% максимального объема прокачки в течение 6 часов и объема нефтепродукта между запорными задвижками на прорванном участке трубопровода.

Расчетные данные по количеству опасных веществ, участвующих в авариях для наиболее опасных по последствиям сценариев возникновения и развития аварий при полной разгерметизации оборудования, приведены ниже (таблица 14).

Таблица 14 – Максимально возможные разливы нефти при аварии на проектируемых нефтепроводах

Наименование трубопровода	Длина, м	Диаметр, м	Суточный объем прокачки, т/сут	Максимально возможный разлив нефти при аварии, т
Нефтеесборный коллектор "к. 613 до УЗ №5" (4791м)				
ПК0+0,0-ПК34+99,9	3499	0,2	1614,7	188,8
ПК34+99,9-ПК46+3,9	632	0,2	1614,7	116,8
ПК46+3,9-ПК46+35	661	0,2	1614,7	117,5
Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой» (1875м)				
Выкидная линия	1875	0,1	19,1	13,0

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов

Определение зон поражения осуществлялось с помощью Программного комплекса «Риск-нефть-трубопровод» разработанного ООО НПО «ДИАР». Программный комплекс разработан в соответствии с требованиями и положениями действующих нормативных правовых и руководящих документов.

Основными опасными последствиями аварий, возможных на составляющих проектируемого объекта являются:

- загрязнение окружающей природной среды (атмосферы, земельных ресурсов, водотоков);
- образование зоны термического поражения при пожарах.

В качестве основных поражающих факторов аварий на проектируемом объекте рассматриваются:

- прямое огневое воздействие и тепловой поток с поверхности пламени при пожарах.

При анализе воздействия поражающих факторов оценке подвергалось:

- воздействие на человека (тяжесть поражения);
- воздействие на окружающую среду.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист 51
------	--------	------	------	-------	------	-----------------------	------------

Зоны действия поражающих факторов рассчитаны для наиболее опасных сценариев – по максимальному количеству опасного вещества, которое может разлиться при авариях на проектируемых нефтепроводах.

Расчет вероятных зон загрязнения промплощадок и территории

Для расчетов площадей загрязнения при реализации аварий на линейной части нефтепровода принималось, что в любой момент времени пролившаяся жидкость имеет форму плоской круглой лужи постоянной толщины. Площадь загрязнения земли S_3 рассчитывается по формуле (Руководство по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и магистральных нефтепродуктопроводов (утв. Приказом Ростехнадзора от 17.06.2016 №228)):

$$S_3 = V_p / 0,2 \text{ (м}^2\text{)}$$

где V_p – объем разлившейся жидкости, м³.

Результаты расчетов площадей загрязнения при аварийных проливах горючих жидкостей приведены в таблице 19.

Расчет вероятных зон действия поражающих факторов пожара разлития

Для расчетов по модели "горение жидкости при проливе" принималось, что горение происходит по всей поверхности пролива.

Расчеты вероятных зон действия поражающих факторов пожаров разлития при разгерметизации оборудования, объединенного в единый технологический блок, производились для аварии, характеризующейся максимальным количеством выброшенного вещества.

Размер зоны поражения открытым пламенем – это размер зоны, где возможно появление пламени. Принималось, что в этой зоне поражение человека смертельно. При горении пролива эта зона определялась как размер эффективного диаметра пролива с размером вытянутым по ветру пламенем.

Под зоной поражения тепловым излучением принимается зона вдоль границы пожара глубиной, равной расстоянию, на котором будет наблюдаться тепловой поток с заданной величиной. Характер воздействия на здания и сооружения в этой зоне определяется наличием возгораемых веществ и величиной теплового потока. Расчет интенсивности теплового излучения при пожарах проливов ЛВЖ и ГЖ производился в соответствии ГОСТ Р 12.3.047-2012.

Размер зоны поражения тепловым излучением (для горения «лужи») определялся по уровням излучения (ГОСТ Р 12.3.047-2012):

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

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

52

- 44,5кВт/м² – разрушение соседних емкостей, для человека – зона безвозвратных потерь (вероятность смертельного исхода 50% при длительности экспозиции 10 сек);
- 10,5кВт/м² – воспламенение деревянных конструкций, для человека – зона санитарных потерь (непереносимая боль через 3-5 сек., ожог 1 степени через 6-8 сек., ожог 2 степени через 12-16 сек.);
- 7,0кВт/м² – для человека зона санитарных потерь в случае длительного нахождения под воздействием теплового излучения (непереносимая боль через 20-30 сек., ожог 1 степени через 15-20 сек., ожог 2 степени через 30-40 сек.);
- 4,2кВт/м² – безопасные для объектов и для человека в брезентовой одежде расстояния, (вероятность ожогов первой степени 10% для людей без спецодежды при длительности экспозиции 30 сек);
- 1,4кВт/м² – безопасные для объектов и человека расстояния, которые характеризуются отсутствием негативных последствий в течение длительного времени.

Результаты расчетов определения зон действия поражающих факторов для максимально возможных разливов нефти по трассам нефтегазопроводов представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Результаты расчетов определения зон действия поражающих факторов при авариях на проектируемых трубопроводах

Показатели	Наименование трубопровода			
	НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей			Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»
	ПК0+0,0-ПК34+99,9	ПК0+0,0-ПК34+99,9	ПК0+0,0-ПК34+99,9	
С1 Разлитие опасного вещества без воспламенения				
Разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → загрязнение окружающей природной среды → локализация и ликвидация аварийной ситуации				
Протяженность участка, м	3499	632	661	1875
Количество опасных веществ, участвующих в аварии, т	188,8	116,8	117,5	13,0
19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т				
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.
Дата				Дата
				Лист
				53

Показатели	Наименование трубопровода			
	НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей			Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»
	ПК0+0,0-ПК34+99,9	ПК0+0,0-ПК34+99,9	ПК0+0,0-ПК34+99,9	

Площадь пролива, м ²	1181	730	735	324,2
---------------------------------	------	-----	-----	-------

С2 Пожар разлития опасного вещества
Разгерметизация трубопровода → выброс опасного вещества и его растекание → воспламенение опасного вещества при условии наличия источника инициирования → пожар разлития → термическое поражение оборудования и персонала, экологическое загрязнение

Параметры воспламенения пролива

Эффективный диаметр пролива, м	38,76	30,49	30,59	20,3
--------------------------------	-------	-------	-------	------

Зона действия поражающих факторов

Непереносимая боль через 3-5 с Ожог 1-й степени через 6-8 с Ожог 2-й степени через 12-16 с (10,5 кВт/м ²), м	19,3	15,2	15,3	11,5
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------	------	------	------

Непереносимая боль через 20-30 с Ожог 1 степени через 15-20 с Ожог 2 степени через 30-40 с (7,0 кВт/м ²), м	21,6	19,6	19,6	16,0
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------	------	------	------

Безопасно для человека в брезентовой одежде (4,2 кВт/м ²), м	31,7	28,7	28,8	23,0
--------------------------------------------------------------------------	------	------	------	------

Без негативных последствий в течение длительного времени (1,4 кВт/м ²), м	61,3	54,5	54,6	43,2
------------------------------------------------------------------------------------------	------	------	------	------

Зоны действия поражающих факторов наиболее опасной аварийной ситуации для составляющих проектируемого объекта представлены в графической части настоящего тома (19-01-НИПИ/2021-МПБ.Г4).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							54

2.4.3 Оценка риска аварий

Оценка возможного числа пострадавших

Возможное число погибших и пострадавших определялось методом экспертной оценки с использованием банка данных об авариях на аналогичных предприятиях, а также с использованием рекомендаций и методик расчетов, представленные в следующих документах:

а) «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах» (утв. приказом МЧС России от 10.07.2009 г. № 404);

б) СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

в) ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов».

При оценке возможного числа пострадавших по сценариям аварий, учитывались следующие факторы:

– постоянного присутствия персонала по трассам проектируемых нефтепроводов не предусматривается. Поражение персонала в случае аварии возможно только во время периодических обходов, проведения ремонтно-профилактических работ и мероприятий по ликвидации аварий;

– зоны теплового поражения пожара пролива локализованы вблизи разлива ЛВЖ. Персонал, находящийся непосредственно у места разлива в момент аварии, имеет возможность самостоятельно покинуть опасную зону. В связи с этим, количество погибшего персонала принимается равным нулю, возможно только санитарное поражение персонала (отравление продуктами сгорания, ожоги открытых участков тела и верхних дыхательных путей);

– определение числа пострадавших в случае аварии проводилось с учетом возможности нахождения третьих лиц в охранной зоне нефтепровода: водители и пассажиры транспортных средств, осуществляющие движение по рядом расположенным и пересекаемым автодорогам, случайные лица исходя из средней плотности населения в районе.

Возможное число пострадавших, попадающих в случае аварии на проектируемых трубопроводах в зоны безвозвратных и санитарных потерь, приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Результаты оценки возможного числа пострадавших на объекте

Наименование трубопровода	Сценарий	Поражающий фактор	Число погибших	Число пострадавших
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей	С1	Экологическое загрязнение	0	0
	С2	Тепловое излучение	0	1

Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
		19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Инов. № подл.		Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	

Наименование трубопровода	Сценарий	Поражающий фактор	Число погибших	Число пострадавших
Выкидная линия от скв.35 до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»	C1	Экологическое загрязнение	0	0
	C2	Тепловое излучение	0	0

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.

Сторонние организации, расположенные вне территории объекта, в зону действия поражающих факторов максимальной гипотетической аварии не попадают.

Мирное и гражданское население в зоны риска возможных аварий не попадает.

Определение вероятностей (частот) возникновения аварии.

Любой сценарий начинается с инициирующего события (утечки различной интенсивности), которое может возникнуть с некоторой частотой. Возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий на проектируемом объекте, приведены выше.

В связи с тем, что объект проектируемый, используются статистические данные по вероятностям частоты разгерметизации оборудования на существующих объектах.

Основываясь на анализе имеющейся статистической информации, а также использовании логических схем возникновения крупных аварий из системы «некритических» промежуточных событий в таблице 17 представлены характерные частоты аварий основных технологических элементов.

Таблица 17 – Ожидаемые частоты инициирования аварий типового оборудования

Тип аварии	Диаметр отверстия, мм	Частота аварии, 1/год	Источник данных
Нефтегазопровод	Полное разрушение	$2,5 \times 10^{-8}$	Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах. Приказ МЧС 17.08.2009, №404
	25	$7,9 \times 10^{-7}$	

Для оценки вероятности реализации рассмотренных сценариев аварий использовался метод логических деревьев событий. Сценарий возникновения и развития аварийной ситуации и аварии на логическом дереве отражается в виде последовательности событий от исходного до конечного события (ветвь дерева событий). При построении логического дерева учитывается условная вероятность реализации различных ветвей логического дерева событий и перехода

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

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

56

аварии в ту или иную стадию развития. Для вычисления вероятности конечного события (экологическое загрязнение, пожар пролива) были использованы условные вероятности, приведенные ниже (таблица 18).

Таблица 18 – Расчет вероятности конечного события

Массовая скорость истечения кг/с		Вероятность мгновенного воспламенения			Вероятность последующего воспламенения, при отсутствии мгновенного воспламенения			Вероятность взрыва, при последующем воспламенении		
Диапазон	Номинальное среднее значение	газ	двухфазная смесь	жидкость	газ	двухфазная смесь	жидкость	газ	двухфазная смесь	жидкость
Малая (< 1,0)	0,5	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,080	0,080	0,050
Средняя (1-50)	10	0,035	0,035	0,015	0,036	0,036	0,015	0,240	0,240	0,050
Большая (> 50)	100	0,150	0,150	0,040	0,176	0,176	0,042	0,600	0,600	0,050
Полный разрыв	Не определено	0,200	0,200	0,050	0,240	0,240	0,061	0,540	0,540	0,100

Условная вероятность каждого события определена экспертным путем с учетом информации, приведенной в литературных источниках, с учетом интенсивности истечения и массы выброшенного вещества.

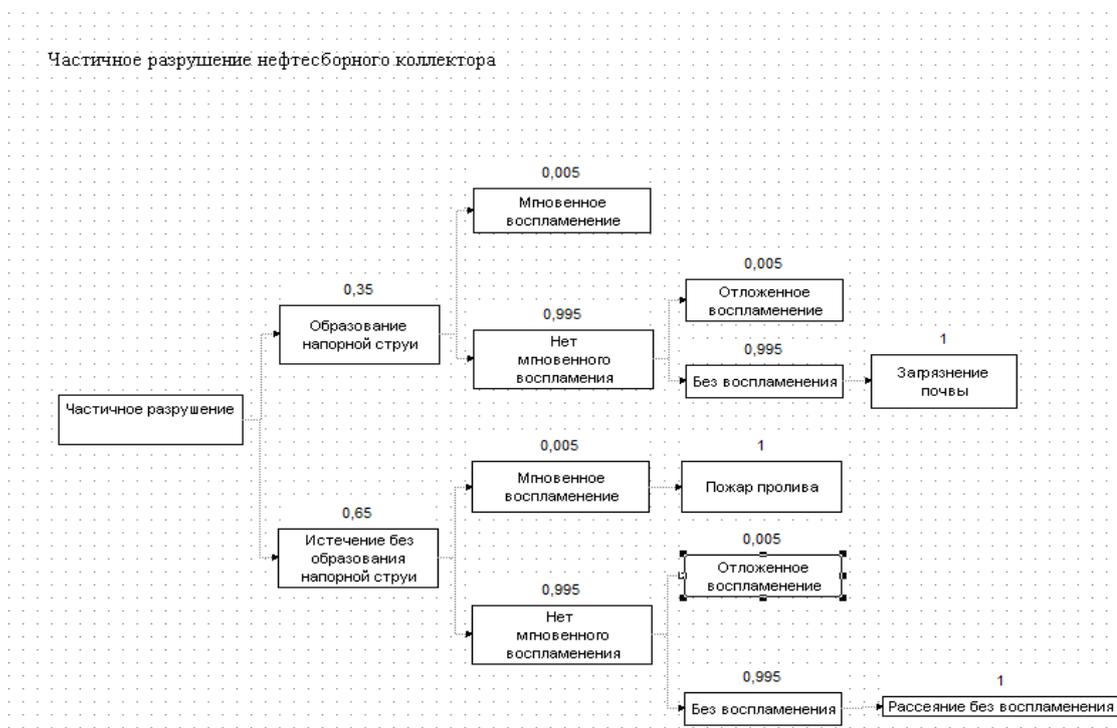


Рисунок 1 - Дерево событий для частичного разрушения оборудования, содержащего нефтяную эмульсию

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

ПОЛНОЕ разрушение участка трубопровода

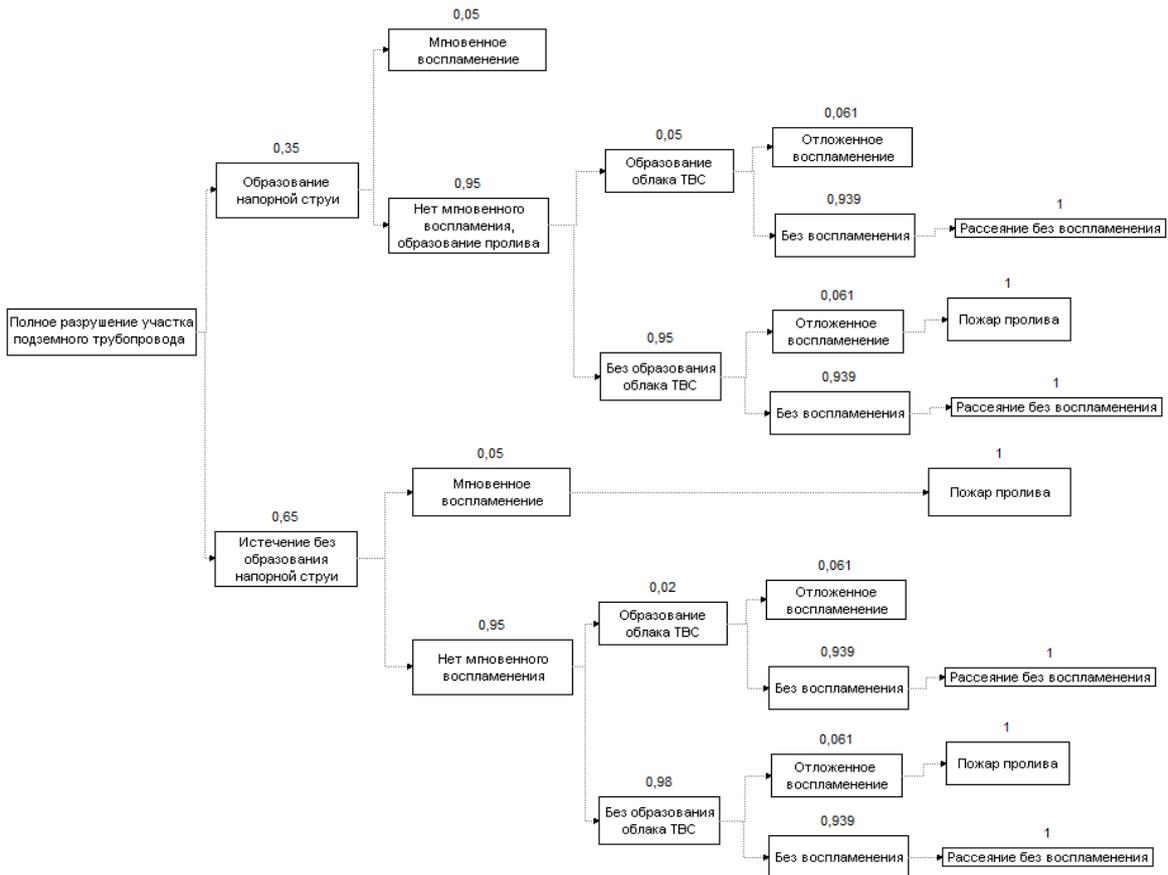


Рисунок 2 - Дерево событий для полного разрушения оборудования, содержащего нефтяную эмульсию

Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций возможных на составляющих проектируемого объекта, представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Итоговые частоты реализации сценариев аварийных ситуаций

Наименование трубопровода	Сценарий	Поражающий фактор	Итоговые частоты
НСК от т.вр. куста 2 Тобой – до т.вр. в МНП Перевозное – УПН Варандей	C1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной разгерметизации нефтепровода	3,75E-03
	C2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	3,78E-05
	C1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	1,01E-04
	C2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	5,34E-06
Выкидная линия от скв.35	C1-Ч	Экологическое загрязнение при частичной	1,4E-03

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
58

Наименование трубопровода	Сценарий	Поражающий фактор	Итоговые частоты
до т.вр. в МНП «ДНС Мядсей – ЦПС Тобой»		разгерметизации нефтепровода	
	С2-Ч	Пожар пролива при частичной разгерметизации нефтепровода	1,48E-05
	С1-П	Экологическое загрязнение при полной разгерметизации нефтепровода	4,18E-05
	С2-П	Пожар пролива при полной разгерметизации нефтепровода	2,09E-06

Оценка индивидуального риска линейного обходчика

Суммарный индивидуальный риск поражения для персонала (частота поражения отдельного индивидуума в результате воздействия исследуемых факторов опасности) оценивался как:

$$R_{и} = \sum_{i=1}^n Q_{Вi} * Q_{ВPi} * Q_{Нi},$$

где $Q_{Вi}$ – частота возникновения i -й аварии на рассматриваемом блоке, 1/год;

$Q_{Нi}$ – условная вероятность нахождения человека в данной зоне поражения;

$Q_{ВPi}$ – условная вероятность определенного вида поражения человека, находящегося в зоне аварии, при реализации указанной аварии i -го типа;

n – количество типов рассматриваемых аварий.

Условная вероятность нахождения людей в зоне аварии определялась исходя из территориально-временного распределения персонала по составляющим нефтяного промысла в течение суток, смены. Принято, что линейный обходчик находится в зоне смертельного поражения опасных факторов аварийных ситуаций в среднем по 40 минут в смену и в зоне санитарного поражения опасных факторов аварийных ситуаций по 2 часа в смену. Суммарный индивидуальный риск поражения линейного обходчика представлен в таблице 20.

Следует отметить, что уровень риска поражения идентифицированных сценариев возможных аварий на объектах обустройства не превышает среднестатистического значения уровня профессионального риска в производственной сфере России. По данным ГОСТ 12.3.047-2012 уровень приемлемого риска (пожарного риска) составляет 1×10^{-6} 1/год – для населения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата				

Таблица 20 – Суммарный индивидуальный риск поражения линейного обходчика

Персонал	Индивидуальный риск смертельного поражения, 1/год	Индивидуальный риск санитарного поражения, 1/год
Оператор нефти и газа	$4,55 \times 10^{-9}$	$2,73 \times 10^{-8}$

В результате расчетов выявлено, что проектируемый объект расположен в зоне приемлемого риска. Величина индивидуального пожарного риска в зданиях, сооружениях и на территориях производственных объектов не превышает одну миллионную в год, что отвечает требованиям Федерального закона №123-ФЗ. Дополнительных инженерно-технических и организационных мероприятий для обеспечения допустимого значения уровня риска не требуется.

В соответствии с классификацией Постановления Правительства РФ от 21.05.2007 №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» на проектируемом объекте возможны чрезвычайные ситуации муниципального характера с размером материального ущерба не более 12 млн. рублей и количеством пострадавших не более 50 человек.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							60
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

3 Обеспечение требований промышленной безопасности

3.1 Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности к эксплуатации проектируемого объекта

3.1.1 Сведения о профессиональной и противоаварийной подготовке персонала с указанием регулярности проверки знаний в области промышленной безопасности и порядка допуска персонала к работе

Проектируемый объект входит в зону производственной деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ – Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Профессиональная подготовка персонала характеризуется следующими принципами:

- допуск к работе лиц, имеющих требуемый профессиональный и общеобразовательный уровень;
- проведение инструктажей с работниками при поступлении и периодически в период работы на предприятии;
- периодическое повышение квалификации;
- индивидуальная стажировка на рабочих местах профессиональным навыкам под руководством квалифицированного работника (наставника);
- материальное и моральное стимулирование профессионализма в Обществе;
- периодическая (ежегодная) аттестация и проверка знаний на соответствие работников предъявляемым требованиям безопасности и допуск к самостоятельной работе.

Указанные принципы полностью реализуются в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в соответствии с государственными нормативными актами и положениями, действующими в Обществе.

В Обществе установлен единый порядок организации и проведения инструктажей, обучения и проверок знаний рабочих, служащих и ИТР безопасным методам и приемам работы в отрасли по промышленной безопасности и охране труда, согласно Стандарта ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО 1.6.4.2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Требования к обучению и проверке знаний работников». Стандарт соответствует требованиям Трудового кодекса Российской Федерации, Федеральных законов «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» №116-ФЗ, «О техническом регулировании» №184-ФЗ, ГОСТ 12.0.004-2015 «Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения», «Положению об аттестации в области промышленной безопасности, по вопросам безопасности

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		61
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

гидротехнических сооружений, безопасности в сфере электроэнергетики (утв. Постановлением Правительства РФ № 1365 от 25.10.2019, «Порядку обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций», утв. Постановлением Минтруда РФ и Минобразования РФ № 1/29 от 13.01.03, а также ряда других нормативно-правовых актов.

К обслуживанию проектируемого объекта должны допускаться лица не моложе 18 лет, прошедшие обучение в специализированных учебных заведениях, прошедшие инструктаж и стажировку на рабочем месте.

Перед допуском к самостоятельной работе на объекте рабочие проходят инструктаж по безопасности и стажировку на рабочем месте.

Проведение инструктажей и стажировки на рабочем месте предусматривает ознакомление работников с имеющимися опасными или вредными производственными факторами и важнейшими экологическими аспектами, изучение требований ПБ, ОТ и ОС, энергетической безопасности и безопасности ГТС, содержащихся в локальных нормативных актах организации, инструкциях по охране труда, технической, эксплуатационной документации, а также изучение безопасных методов и приемов выполнения работ.

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» разработаны программы инструктажей по безопасности, оформление их результатов осуществляются в установленном порядке.

Обучение работников безопасным методам работы предусматривает:

- все виды инструктажа (вводный, на рабочем месте – первичный, повторный, внеплановый и целевой);
- проверки знаний (первичная, периодическая и внеочередная).

Вводный инструктаж по безопасности проводят со всеми вновь поступающим на работу персоналом независимо от их стажа работы по данной профессии, временными работниками, командированными, учащимися и студентами, прибывшими на обучение или производственную практику.

Вводный инструктаж проводит работник, на которого приказом директора ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» возложены эти обязанности.

Первичный инструктаж по безопасности на рабочем месте проводится с рабочими до начала их производственной деятельности. Рабочие, которые не связаны с обслуживанием, испытанием, наладкой и ремонтом оборудования, использованием инструмента, хранением и применением сырья и материалов, инструктаж по безопасности на рабочем месте не проходят. Первичный инструктаж на рабочем месте проводится с каждым индивидуально с практическим показом безопасных приемов работы.

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

							19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист 62
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата			

Все рабочие после проведения первичного инструктажа по безопасности на рабочем месте проходят стажировку на конкретном рабочем месте под руководством опытных работников, назначенных приказом директора ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

Повторный инструктаж по безопасности на рабочем месте проводится не реже одного раза в полугодие.

Возможны внеплановые инструктажи по безопасности, в случае изменения технологического процесса, замене или модернизации оборудования, влияющих на безопасность, при нарушении требований безопасности, при перерыве в работе более чем на 30 календарных дней, по предписанию должностных лиц территориальных органов надзора, при введении в действие новых или переработанных стандартов, правил, инструкций по охране труда, а также изменений к ним.

Целевой инструктаж проводят при выполнении разовых работ, не связанных с прямыми обязанностями по специальности (погрузка, выгрузка, уборка территории, разовые работы вне предприятия, цеха и т.п.); ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий и катастроф; производстве работ, на которые оформляется наряд-допуск.

Проверку теоретических знаний требований охраны труда и практических навыков безопасной работы работников рабочих профессий проводят непосредственные руководители работ. Внеочередная проверка знаний проводится: в случае внесения изменений в производственные инструкции; по предписанию органов надзора.

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску. Специалисты и рабочие, прибывшие на объект для проведения таких работ должны иметь наряд-допуск, должны быть ознакомлены с правилами внутреннего распорядка, характерными опасностями и их признаками.

Для проведения аттестации специалистов по промышленной безопасности и охране труда приказом директора ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» назначается постоянно действующая аттестационная комиссия (ПДАК). В состав ПДАК включаются руководители и главные специалисты ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз», руководители и начальники управлений, отделов, осуществляющих производственный и другие виды внутреннего контроля за соблюдением требований безопасности, представители аварийно-спасательных служб и другие специалисты.

Аттестация специалистов по вопросам безопасности осуществляется по графику утвержденному Главным инженером. Лица, подлежащие аттестации, должны быть ознакомлены с графиком и местом проведения аттестации.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Внеочередной аттестации в территориальных органах Ростехнадзора подлежат руководитель и/или лица, на которых возложена ответственность за безопасное ведение работ на объекте, на котором произошли авария или несчастный случай со смертельным исходом.

Сведения о лицах, подлежащих внеочередной аттестации представляются в органы Ростехнадзора на основании акта расследования причин аварии или несчастного случая со смертельным исходом. Указанные сведения предоставляются в двадцатидневный срок с момента завершения расследования аварии или несчастного случая со смертельным исходом.

По утвержденному главным инженером ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» графику, с персоналом проводятся ежемесячные учебно-тренировочные занятия по отработке порядка действий при возникновении аварийных ситуаций, согласно ПЛА. Все позиции плана ликвидации возможных аварий ситуаций прорабатываются в течение года. Персонал регулярно обучается порядку действий при возникновении аварийных ситуаций путем проведения учебных тревог, включая правила работы с использованием средств индивидуальной защиты (противогазы). После проведения тренировочных занятий ответственным лицом (проводящим занятие) дается оценка уровня подготовки персонала. Проводятся тренировочные занятия и с персоналом пожарных подразделений.

Дополнительно производственный персонал проектируемого объекта, в соответствии с графиком проходит регулярное обучение на профессиональных курсах.

Виды профессионального обучения:

- подготовка новых рабочих;
- переподготовка рабочих;
- обучение рабочих вторым профессиям;
- повышение квалификации рабочих.

Программы обучения регулярно обновляются с учетом современных требований безопасности и внедренных в производство новых технологических процессов, оборудования, передовых методов и форм труда и других достижений в области промышленной безопасности и охраны труда. Одновременно из программы исключаются устаревшие сведения. Программами обучения предусматриваются также вопросы ознакомления персонала с порядком поведения при возникновении аварийных ситуаций.

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

						19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
							64

3.1.2 Сведения о системе управления промышленной безопасностью, включая данные о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности

Проектируемый объект входит в зону производственной деятельности комплексного цеха по добыче нефти и газа №4 (КЦДНГ-4) ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» - дочернего общества ПАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ».

Созданная в ПАО НК «ЛУКОЙЛ» система управления промышленной безопасностью функционирует в соответствии со стандартом СТО ЛУКОЙЛ 1.6.1-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Руководство». Стандарт устанавливает единые принципы функционирования и требования к Системе управления промышленной, пожарной, радиационной безопасностью, предупреждением и ликвидацией чрезвычайных ситуаций, гражданской обороной, охраной труда и окружающей среды (далее – Система управления ПБ, ОТ и ОС) Группы «ЛУКОЙЛ».

Стандарт обязателен для применения в ПАО НК «ЛУКОЙЛ» и распространяет свое действие на процесс взаимодействия ПАО НК «ЛУКОЙЛ» и организаций Группы «ЛУКОЙЛ», входящих в Планово-бюджетную группу «ЛУКОЙЛ» и бюджетизируемых по прямому методу (далее – организации Группы «ЛУКОЙЛ»).

Требования по распределению ответственности и полномочий руководителей и структурных подразделений ПАО «ЛУКОЙЛ» в Системе управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды, регламентируются корпоративным стандартом СТО ЛУКОЙЛ 1.6.2-2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Распределение обязанностей и полномочий».

Основой Системы управления промышленной безопасностью ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» является Политика Группы «ЛУКОЙЛ» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в XXI веке, утв. на заседании правления ПАО «ЛУКОЙЛ» (Приложение № 4 к протоколу заседания Правления ПАО «ЛУКОЙЛ» от «25» мая 2020 г. № 13). Политика теснейшим образом увязана со стратегией развития и освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, принятой Правительством Республики Коми и Администрацией Ненецкого автономного округа.

Система управления промышленной безопасностью ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» является составной частью общей системы управления ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Система представляет собой совокупность процессов, процедур, правил, организационной структуры и ресурсов, необходимых для реализации заявленной Политики ПАО «ЛУКОЙЛ» в области

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		65

промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, достижения Целей Общества в сфере промышленной безопасности и улучшения деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в области промышленной безопасности.

Система управления промышленной безопасностью ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в полном объеме соответствует требованиям к документационному обеспечению, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации №1243 от 17.08.2020 г.

Основными задачами, решаемыми системой управления промышленной безопасности ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», являются:

- определение и корректировка Целей, основных положений Политики ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в сфере промышленной безопасности;
- соответствие законодательным и прочим требованиям по промышленной безопасности;
- оценка и осуществление управления значимыми рисками в сфере промышленной безопасности;
- разработка и реализация Программы управления промышленной безопасностью и иных внутренних документов в соответствии с Целями и основными направлениями Политики Общества в сфере промышленной безопасности;
- разграничение полномочий и ответственности персонала за реализацию Политики;
- координация работ, направленных на предупреждение происшествий, и обеспечение готовности к ликвидации аварийных ситуаций и их последствий;
- осуществление контроля за состоянием промышленной безопасности в Обществе, за своевременным проведением необходимых испытаний технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах, ремонтом и проверкой применяемых для контроля средств измерений и др. с целью постоянного совершенствования системы управления промышленной безопасностью;
- повышение компетентности и осведомленности работников Общества по вопросам промышленной безопасности;
- анализ причин происшествий, проведения действий, направленных на исключение повторения происшествий.

Область распространения системы промышленной безопасности ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» охватывает:

- деятельность по добыче, транспортировке нефти и газа;
- производство работ подрядными/сервисными организациями;
- вспомогательные производственные процессы;
- управление производством;

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

- процессы, не связанные с производством.

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» функционирует система производственного контроля за безопасностью на промышленном объекте. Производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности осуществляется эксплуатирующей организацией путем проведения комплекса мероприятий, направленных на обеспечение безопасного функционирования опасных производственных объектов, а также на предупреждение аварий на этих объектах и обеспечения готовности к локализации их последствий. Организация производственного контроля на предприятии реализуется в соответствии с «Правилами организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности», утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 18.12.2020 № 2168.

Контроль за безопасностью в ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» осуществляется должностными лицами в соответствии с «Положением о производственном контроле за состоянием промышленной безопасности на опасных производственных объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

Основными задачами производственного контроля являются:

а) обеспечение соблюдения требований промышленной безопасности в ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»;

б) анализ состояния промышленной безопасности на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз», в том числе путём организации проведения соответствующих экспертиз;

в) разработка мер, направленных на улучшение состояния промышленной безопасности и предотвращение ущерба окружающей среде;

г) контроль за соблюдением требований промышленной безопасности, установленных федеральными законами и иными нормативными правовыми актами;

д) координация работ, направленных на предупреждение аварий на опасных производственных объектах и обеспечение готовности к локализации аварий и ликвидации их последствий;

е) контроль за своевременным проведением необходимых испытаний и технических освидетельствований технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах, ремонтом и поверкой контрольных средств измерений;

ж) контроль за соблюдением технологической дисциплины.

Ответственным за организацию и осуществление производственного контроля на опасных производственных объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» назначен начальник отдела ОТ, ПБ и ОС.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
67

Общее руководство организацией работ по выполнению требований промышленной безопасности и обеспечению безопасных условий труда в ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» возлагается на директора.

Непосредственное руководство организацией работы по выполнению требований промышленной безопасности и осуществлению производственного контроля возлагается на начальника отдела ОТ, ПБ и ОС.

Производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности осуществляется непосредственными руководителями работ.

Для обеспечения регулярности и полноты производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности и охраны труда приказом директора ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» создаётся комиссия производственного контроля (ПДК) по производственному контролю и охране труда. В состав ПДК включаются: директор, начальник отдела ОТ, ПБ и ОС. Порядок работы ПДК определяется графиком, утвержденным директором.

Основные задачи отдела ОТ, ПБ и ОС ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»:

- организация и координация работы по обеспечению промышленной безопасности и охраны труда эксплуатирующей организации;
- контроль за соблюдением законодательных и иных нормативных правовых актов по промышленной безопасности и охране труда работниками эксплуатирующей организации;
- совершенствование профилактической работы по предупреждению производственного травматизма, аварий, инцидентов на опасных производственных объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»;
- консультирование руководства и работников предприятия по вопросам промышленной безопасности и охраны труда;
- обеспечение соблюдения требований промышленной безопасности;
- разработка мер, направленных на улучшение состояния промышленной безопасности;
- контроль за соблюдением требований промышленной безопасности, установленных федеральными законами и иными нормативными актами;
- координация работ, направленных на предупреждение аварий на опасных производственных объектах и обеспечение готовности к локализации аварий и ликвидации их последствий.

Основными функциями отдела ОТ, ПБ и ОС ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» являются:

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т		Лист
											68

- выявление опасных производственных факторов на опасных производственных объектах и рабочих местах;
- проведение анализа состояния промышленной безопасности, причин производственного травматизма, аварийности на производственных объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»;
- организация проведения замеров параметров опасных производственных факторов, аттестации и сертификации рабочих мест, лицензирования производственной деятельности эксплуатирующей организации;
- проведение совместно с представителями соответствующих подразделений Компании проверок, обследований технического состояния зданий и сооружений, оборудования, машин и механизмов на соответствие их нормативно правовым актам промышленной безопасности и охраны труда, эффективности работы вентиляционных систем, фильтрационных установок, состояния санитарно-технических устройств, средств индивидуальной защиты;
- разработка совместно с руководителями подразделений, начальниками отделов ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» мероприятий по предупреждению несчастных случаев, аварий и инцидентов, улучшение условий труда на рабочих местах, оказание организационной помощи по выполнению запланированных мероприятий;
- участие в разработке и пересмотре инструкций по промышленной безопасности и охране труда для работников, стандартов и положений, системы стандартов промышленной безопасности;
- разработка программы и проведение вводного инструктажа по промышленной безопасности и охране труда со всеми вновь принимаемыми на работу;
- организация подготовки и аттестации работников ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» по промышленной безопасности и охране труда, участие в работе аттестационных комиссий по проверке знаний требований промышленной безопасности и охране труда;
- подготовка и внесение предложений о разработке и внедрении более совершенных средств защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов.

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

3.1.3 Сведения о системе проведения сбора информации о произошедших инцидентах и авариях и анализе этой информации

Техническое расследование причин аварий и их учет в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» осуществляется в соответствии с Приказом Ростехнадзора от 08.12.2020 №503 «Об утверждении Порядка проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения», и локальных нормативных актов ПАО НК «ЛУКОЙЛ» и ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Система проведения сбора информации о произошедших инцидентах и авариях и ее анализа в ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» функционирует в соответствии с СТО ЛУКОЙЛ 1.6.14-2019 «Требования к порядку регистрации, оповещения и расследования причин техногенных событий». Сбор данных и анализ аварийности фиксируется в журнале учета аварий, происшедших на ОПО ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

В СТО ЛУКОЙЛ 1.6.14-2019 подробно изложен порядок регистрации, учета и расследования причин аварий и инцидентов, происшедших на опасных производственных объектах, объектах электроэнергетики и гидротехнических сооружениях организаций Группы «ЛУКОЙЛ». Регламентируемые стандартом процедуры соответствуют требованиям OHSAS 18001:2007 в части определения ответственности и полномочий организации по расследованию аварий и инцидентов, принятию мер по смягчению их последствий и внедрению результативных корректирующих и предупреждающих действий.

Порядок учета и анализа несчастных случаев и профессиональных заболеваний на производстве регламентировано СТО ЛУКОЙЛ 1.6.13-2019 «Учет и анализ несчастных случаев, профессиональных заболеваний и микротравм на производстве».

В рамках системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды в ПАО «ЛУКОЙЛ» и организациях группы «ЛУКОЙЛ» в целях установления обязательных требований к порядку сбора показателей и формированию отчетности по вопросам обеспечения промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций применяется стандарт СТО ЛУКОЙЛ 1.6.10-2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Требования по сбору показателей и формированию отчетности».

Стандарт определяет требования к организации сбора показателей в Группе «ЛУКОЙЛ», форму и сроки передачи показателей в ПАО «ЛУКОЙЛ», перечень и структуру показателей состояния промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды. Стандарт

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
70

учитывает требования стандартов и иных нормативно-распорядительных документов ПАО «ЛУКОЙЛ» к учету несчастных случаев, инцидентов, аварий, пожаров, других нештатных ситуаций и связанных с ними финансовых потерь, а также учету результатов мониторинга деятельности организаций Группы «ЛУКОЙЛ» по обеспечению промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды и состояния условий труда работников.

Вся информация об авариях и инцидентах подлежит регистрации в Информационной системе «РИСК ПБ». В данную систему заносится вся информация в хронологическом порядке развития событий (оперативное извещение, приказы о создании комиссии, акт расследования). В обязательном порядке контролируется выполнение мероприятий по устранению причин аварии/инцидента, предложенных комиссией.

Работа по определению соответствия/несоответствия объектов требованиям в области ПБ, ОТ и ОС, установления причин выявленных/потенциальных несоответствий и принятия корректирующих/предупреждающих действий, направленных на устранение их причин, оценки результативности функционирования Системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды, проводится в рамках проведения проверок в области ПБ, ОТ и ОС, в соответствии с положениями стандарта СТО ЛУКОЙЛ 1.6.12-2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Порядок организации и проведения проверок».

Настоящий Стандарт определяет общие требования к организации и проведению внутренних проверок за соблюдением требований промышленной, пожарной, радиационной безопасности, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, гражданской обороны, охраны труда и окружающей среды, осуществляемых работниками Группы «ЛУКОЙЛ» в рамках:

- оперативного контроля;
- административного контроля;
- корпоративного надзора;
- внутреннего аудита.

При выявлении несоответствия в результате проведенных проверок принимается решения по его коррекции (устранению), разработке и реализации корректирующих или предупреждающих действий. Корректирующие действия по результатам внутренних проверок разрабатываются руководителями структурных подразделений Компании/организации группы «ЛУКОЙЛ», в которых обнаружены несоответствия. Критерием результативности проведенных корректирующих действий является отсутствие случаев повторения ранее выявленных несоответствий на объекте проверки за установленный период.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Основанием для принятия решения о разработке и реализации предупреждающих действий является обнаружение в процессе осуществления деятельности по выявлению несоответствий возможности (предпосылок) возникновения потенциального несоответствия.

Порядок разработки согласования и утверждения плана корректирующих/предупреждающих действий устанавливается нормативным актом по Обществу, с учетом требования стандарта СТО ЛУКОЙЛ 1.6.12-2016.

Работу по осуществлению учета несчастных случаев, профессиональных заболеваний и микротравм на производстве, а также аварий и инцидентов, произошедших в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», проводит Управление ОТ, ПБ, ООС и КН.

Информация о случаях травматизма и аварийности поступает с объекта по телефонной связи, и принимается ЦДУ, отделом охраны труда, промышленной безопасности и окружающей среды и другими заинтересованными службами.

Собранная информация об инцидентах (отказах), произошедших на опасных производственных объектах Общества, анализируется и ежеквартально передается в Печорское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор).

3.1.4 Перечень проведенных работ по анализу опасностей и рисков, техническому диагностированию и экспертизе технических устройств

В ПАО «ЛУКОЙЛ» разработан руководящий документ, регламентирующий порядок работы по управлению рисками в области ПБ, ОТ и ОС и экологическими аспектами: Стандарт СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами».

В ПАО «ЛУКОЙЛ» разработан руководящий документ, регламентирующий порядок работы по управлению рисками в области ПБ, ОТ и ОС и экологическими аспектами: Стандарт СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами».

Управление рисками в области ПБ, ОТ и ОС, экологическими аспектами Группы «ЛУКОЙЛ» осуществляется с целью исключения или поддержания рисков данных рисков на приемлемом уровне (уровне риск-аппетита или ниже), при эффективном использовании материальных и нематериальных ресурсов (финансовых ресурсов, объектов инфраструктуры, энергетических и природных ресурсов, компетентного персонала, знаний и информационных ресурсов, подрядных/субподрядных (сервисных) организаций).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
72

Процесс управления рисками в области ПБ, ОТ и ОС и экологическими аспектами включает следующие этапы:

1. Идентификация опасностей, описание и оценка рисков в области ПБ, ОТ и ОС, экологических аспектов и выявление существенных из них:

- идентификация опасностей, операции/оборудования и потенциальных происшествий/рисковых событий;

- описание, качественная и/или количественная оценка рисков в области ПБ, ОТ и ОС и экологических аспектов;

- выявление существенных рисков в области ПБ, ОТ и ОС и экологических аспектов;

2. Определение способов реагирования на существенные риски в области ПБ, ОТ и ОС и экологических аспектов и разработка дополнительных мероприятий по воздействию на существующие риски в области ПБ, ОТ и ОС и экологические аспекты.

3. Реализация мероприятий по воздействию на риски в области ПБ, ОТ и ОС и экологические аспекты, включая мероприятия по реагированию на происшествия/реализовавшиеся риски.

4. Мониторинг рисков в области ПБ, ОТ и ОС и экологических аспектов и реализации мероприятий по воздействию на риски ПБ, ОТ и ОС и экологические аспекты.

5. Переоценка рисков в области ПБ, ОТ и ОС и экологических аспектов с учетом реализовавшихся рисков и мероприятий по воздействию на риск в области ПБ, ОТ и ОС и экологические аспекты.

Идентификацию опасностей, описание, оценку и определение существенных рисков в области ПБ, ОТ и ОС, экологических аспектов, и систематизацию их результатов в организациях группы «ЛУКОЙЛ» осуществляет рабочая группа по оценке рисков, сформированная на основании распорядительного документа Руководителя организации.

Идентификация опасностей и оценка рисков выполняется в соответствии с «Методикой идентификации опасностей и оценки рисков в области ПБ, ОТ и ОС, экологических аспектов» (изложена в СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019), с применением Модуля контроля и анализа производственных и профессиональных рисков в организациях Группы «ЛУКОЙЛ» Корпоративной информационной системы по осуществлению контроля и управления рисками в области ПБ, ОТ и ОС (КИС «РИСК ПБ»).

Обязанностью рабочей группы является ежегодная систематизация идентифицированных опасностей и формирование в КИС «РИСК ПБ» Реестра существенных рисков и Реестра существенных экологических аспектов. На основании данных Реестров, анализа изменений во внутренних и внешних условиях функционирования, структурное

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
73

- Приказ Ростехнадзора от 27.12.2012 №784 «Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».
- Постановление Правительства РФ от 18 декабря 2020 г. № 2168 «Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности».
- Постановление правительства РФ от 31.12.2020 №2451 «Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации».
- Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

3.1.6 Сведения о принятых мерах по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность опасного производственного объекта, а также по противодействию возможным террористическим актам

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

Проектом не предусматривается устройство системы контроля и управления доступом.

Проектируемый объект «Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023 г.)» не будет внесен в перечень объектов топливно-энергетического комплекса. Категория опасности, предусмотренная ст. 5 Федерального закона от 21.07.2011 №256-ФЗ «О безопасности топливно-энергетического комплекса» проектируемому объекту не присваивается. В соответствии с СП 132.13330.2011 объекту присвоен 3 класс (низкая значимость).

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т		Лист
											75

— охранным персоналом осуществляется круглосуточное патрулирование территории месторождения.

ООО «Агенство «ЛУКОМ-А-Север» осуществляет охранные услуги и услуги по обслуживанию технических систем безопасности на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», в соответствии с договором от 27.11.2017г. №142/06/06У2397. Доступ физических лиц, транспортных средств и грузов на объекты ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» регулируются действием локального акта «Положение о пропускном и внутриобъектовом режимах в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

3.2 Сведения об обеспечении требований промышленной безопасности по готовности к действиям по локализации последствий аварий

3.2.1 Сведения о мероприятиях по локализации и ликвидации последствий аварий на проектируемом объекте

В целях исполнения требований к организации и планированию действий по обеспечению готовности организаций группы «ЛУКОЙЛ» к локализации и ликвидации аварий и чрезвычайных ситуаций, на предприятии введен в действие стандарт СТО ЛУКОЙЛ 1.6.11-2019 «Предупреждение аварий и чрезвычайных ситуаций, готовность к их ликвидации. Реагирование при возникновении аварии и чрезвычайной ситуации».

СТО ЛУКОЙЛ 1.6.11-2019 регламентирует проведение комплекса мероприятий в организациях Группы «ЛУКОЙЛ» по обеспечению готовности сил и средств к возможным авариям и чрезвычайным ситуациям, в частности по проведению учений и тренировок по подготовке работников к действиям при возможных авариях и чрезвычайных ситуациях, а также по планированию мероприятий по готовности к ликвидации аварий и чрезвычайных ситуаций.

В рамках системы предупреждения и ликвидации ЧС в ПАО НК «ЛУКОЙЛ» и организациях группы ЛУКОЙЛ создаются:

- координационные органы управления;
- постоянно действующие органы управления;
- органы повседневного управления;
- силы и средства, предназначенные для предупреждения и ликвидации ЧС;
- резервы материальных и финансовых ресурсов;
- системы связи, оповещения и информационного обеспечения.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

В соответствии с требованиями СТО ЛУКОЙЛ 1.6.11-2019, в целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий и разливов нефти эксплуатирующая ОПО организация обучает работников действиям при пожарах, авариях, разливах нефти и нефтепродуктов, оказанию первой помощи пострадавшим.

С обслуживающим персоналом проводятся ежемесячные тренировки по графику проведения учебно-тренировочных занятий, которые утверждаются главным инженером, согласно ПЛА и ПЛАРН. Графики и программа учебно-тренировочных занятий по выработке навыков выполнения мероприятий по локализации и ликвидации аварий устанавливаются руководством организации. К учебно-тренировочным занятиям по Планам действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций привлекаются руководители, специалисты, НАСФ, а также ПАСФ, осуществляющие деятельность на договорной основе.

3.2.2 Сведения о составе противоаварийных сил, аварийно-спасательных и других служб обеспечения промышленной безопасности

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» организовано нештатное аварийно-спасательное формирование (свидетельство на право ведения аварийно-спасательных работ - серия 16/3-5 номер 12362 от 18.09.2018 г.).

НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» дислоцируется на территории г. Нарьян-Мар. Доставка сил и средств НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» осуществляется авиатранспортом.

Функции по созданию материальных и финансовых ресурсов для ликвидации ЧС согласно таблице оснащения НАСФ ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» возложена на КЧС и ОПБ ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

Объем и номенклатура материально-технических резервов для ликвидации аварий включают:

- противопожарное оборудование;
- аварийный запас запасных частей и материалов;
- материально-техническое имущество производственного персонала, нештатных аварийно-спасательных формирований, в т.ч. медицинское, средства индивидуальной защиты, продовольствие, пожарная техника, сорбирующие изделия, специальное оборудование для сбора разлитых нефтепродуктов и емкости для их временного хранения;
- транспортно-технические средства;

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

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист

77

- горюче-смазочные материалы;
- строительные материалы;
- резервы финансовых ресурсов.

Материальные средства для проведения противоаварийных работ находятся в постоянной готовности, их использование не по назначению запрещено.

Ремонтная база промысла снабжена необходимым инвентарем и оборудованием для проведения плановых и аварийных ремонтных работ.

Для предупреждения и ликвидации ЧС природного и техногенного характера в зоне деятельности ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» также привлекаются аварийно-спасательные формирования согласно заключенным договорам.

1. Договор №16У2523 от 11.10.2016 г. (с доп.соглашением №006 от 09.10.2019г.) с Обществом с ограниченной ответственностью «ПожсервисПирант» (ООО «ПожсервисПирант») на выполнение работ по организации предупреждения и тушения пожаров, оказанию услуг газоспасательной службы.

2. Договор №19У2280 от 25.11.2019 г. с Обществом с ограниченной ответственностью «Пожарная охрана» (ООО «Пожарная охрана») на оказание услуг пожарной охраны.

3. Договор №19У3277 от 09.12.2019 г. с Федеральным государственным автономным учреждением «Аварийно-спасательное формирование «Южно-Российская противодобывающая военизированная часть» (ФГАУ «АСФ «ЮРПВЧ») на комплексное обслуживание по проведению противодобывающих работ на нефтяных и газовых скважинах.

4. Договор №19У3046 от 15.01.2020 г. с Государственным казенным учреждением Республики Коми «Профессиональная аварийно-спасательная служба» (ГКУ «СПАС-КОМИ») на проведение противодобывающих работ на нефтяных и газовых скважинах.

Доставка сил и средств аварийно-спасательных формирований на проектируемый объект будут осуществляется автотранспортом с ближайших баз аварийно-спасательного отрядов, по зимним автодорогам, либо с использованием вертолетного транспорта.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		78

3.2.3 Сведения о финансовых и материальных ресурсах для локализации и ликвидации последствий аварий

В соответствии с Федеральным законом №68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» предусмотрено формирование резерва материальных средств для ликвидации последствий аварий на проектируемых объектах

Приказ о резервировании финансовых средств для ликвидации ЧС на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» от 06.05.2019 № 349. Резерв материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций создан исходя из прогнозируемых видов и масштабов чрезвычайных ситуаций, предполагаемого объема работ по их ликвидации, а также максимально возможного использования имеющихся сил и средств для ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Резерв материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций размещается на объектах, предназначенных для их хранения и откуда возможна их оперативная доставка в зоны чрезвычайных ситуаций, а именно в ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Резерв материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций используются при проведении аварийно-спасательных и других неотложных работ по устранению непосредственной опасности для жизни и здоровья людей, для развертывания и содержания временных пунктов проживания и питания пострадавших граждан, оказания им единовременной материальной помощи и других первоочередных мероприятий, связанных с обеспечением жизнедеятельности пострадавшего населения.

Объем и номенклатура материально-технических резервов для ликвидации аварий включают:

- противопожарное оборудование;
- аварийный запас запасных частей и материалов;
- материально-техническое имущество производственного персонала, нештатных аварийно-спасательных формирований, в т.ч. медицинское, средства индивидуальной защиты, продовольствие, пожарная техника, сорбирующие изделия, специальное оборудование для сбора разлитых нефтепродуктов и емкости для их временного хранения;
- транспортно-технические средства;
- горюче-смазочные материалы;
- строительные материалы;
- резервы финансовых ресурсов.

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

Материальные средства для проведения противоаварийных работ находятся в постоянной готовности, их использование не по назначению запрещено.

Ремонтная база промысла снабжена необходимым инвентарем и оборудованием для проведения плановых и аварийных ремонтных работ.

3.2.4 Сведения о системе оповещения в случае возникновения аварии на проектируемом объекте с приведением схемы оповещения и указанием порядка действий в случае аварии

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» создана и поддерживается в готовности четкая система оповещения в случае возникновения чрезвычайной ситуации.

Основными руководящими документами при разработке системы оповещения в ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» являлись - Закон Российской Федерации «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» №68-ФЗ от 21.12.94; Постановление Правительства Российской Федерации №794 от 30.12.2003 г. «Положение о единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций»; Постановление правительства Российской Федерации №334 от 24.03.1997 г. «О порядке сбора и обмена в РФ информацией в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Порядок оповещения в случае возникновения техногенных событий на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми, действия служб и структурных подразделений регламентируются «Порядком информирования о техногенных событиях в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», утвержденным Приказом по обществу № 836 от 18.10.2019г.

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» создана единая оперативно-диспетчерская система управления (Центральная инженерно-технологическая служба - ЦИТС), входящая в структуру ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», которая оснащена средствами связи и оповещения, а также электронной почтой.

Ответственным за сбор и передачу достоверной информации о чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера являются начальники смен ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз». Контроль за сбором, обработкой и передачей информации о чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера, а также обеспечение представления в центральную диспетчерскую службу (ЦДУ) ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» донесений по

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
80

чрезвычайным ситуациям, возникшим на подведомственных объектах возложен на начальника ЦИТС ТПП.

На всей территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» развернута корпоративная сеть связи ЛУКНЕТ. В состав сети ЛУКНЕТ входят телефонная связь, транкинговая радиосвязь, подвижная кустовая радиосвязь (радиосвязь типа «открытый канал»). Сеть местной телефонной связи организована на базе современных цифровых электронных автоматических телефонных станций (ЭАТС). Для сопряжения с органами местного самоуправления организовано 6 точек присоединения к сети связи общего пользования (5 - в Республике Коми, 1 – в НАО). На нефтепромыслах также используется транкинговая радиосвязь (Республика Коми) и подвижная кустовая радиосвязь типа «открытый канал» (Республика Коми, НАО).

Готовность системы связи к выполнению задач в различных режимах функционирования сил и средств обеспечивается сотрудниками ООО «ЛУКОЙЛ-Технологии» филиал в г. Усинск 24 часа в сутки, 7 дней в неделю (режим работы системы связи – круглосуточный, круглогодичный). На всех узлах связи установлены источники бесперебойного питания с дополнительными аккумуляторными батареями, обеспечивающие работу оборудования связи в течение не менее 2-4 часов в случае пропадания электроэнергии. На основных узлах связи установлены дизельные электрогенераторы, имеются также переносные бензиновые электрогенераторы для проведения выездных аварийных работ. Также, для устойчивой работы системы связи используются резервные каналы связи.

Оператор, получив информацию о произошедшей аварии, производят оповещение в соответствии с принятой схемой. Оповещение рабочих и служащих предприятия производится по имеющимся средствам связи. Передаваемая при оповещении информация должна быть краткой, четкой, содержать все необходимые сведения о месте аварии, ее характере, возможности дальнейшего развития, мерах защиты и, в случае необходимости, порядок и пути эвакуации. В тексте должно быть сообщено о времени произошедшей аварии или чрезвычайной ситуации.

Информация о возникновении аварии передается немедленно, сразу после ее обнаружения, в ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз». ЦИТС предоставляет информацию руководству предприятия, ЦДУ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», территориальным ЕДДС МО Республики Коми, НАО.

В соответствии со «Схемой оповещения» и «Порядком информирования о техногенных событиях», введенными в действие Приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» № 836 от 18.10.2019 - ЦДУ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» является ответственной за передачу информации о ТС (Техногенных событиях) в ЦДУ ПАО «ЛУКОЙЛ», ЦИТС структурных подразделений

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		81

являются ответственными за передачу информации о ТС в ЕДДС (базовых городов Усинск, Ухта, Нарьян-Мар).

Оперативное оповещение о происшествии должностных лиц ПАО «ЛУКОЙЛ», а также других руководителей и специалистов структурных подразделений ПАО «ЛУКОЙЛ», определенных действующей в Компании схемой оповещения, производится в оперативном порядке ЦДУ ПАО «ЛУКОЙЛ» на основании информации полученной от организации Группы «ЛУКОЙЛ», на объекте которой произошло происшествие, в соответствии со Стандартом СТО ЛУКОЙЛ 1.6.14-2019 «Требования к порядку регистрации, оповещения и расследования причин техногенных событий».

Решение об оповещении населения об угрозе или возникновении ЧС принимается директором ТПП «ЛУКОЙЛ- Севернефтегаз», его заместителем – председателем КЧС и ОПБ, а в случаях, не терпящих отлагательства, начальником ЦИТС ТПП «ЛУКОЙЛ- Севернефтегаз».

Оповещение населения об угрозе или возникновении ЧС производится подачей установленного сигнала и передачей экстренного речевого сообщения, содержащего информацию об опасностях, связанных с угрозой или возникновением ЧС, а также с рекомендациями по действиям населения в зоне ЧС.

Для оповещения взаимодействующих организаций, в т.ч. территориальных органов МЧС России, администрации близлежащих населенных пунктов, территориальных контролирующих органов используется городская телефонная связь. Для организации связи между участниками работ по ликвидации ЧС используется радиосвязь и спутниковая связь (носимые, стационарные и автомобильные радиостанции, аппараты спутниковой системы связи).

Схема оповещения при возникновении чрезвычайной ситуации приведена на рисунке 10. Снизу вверх передаются донесения о прогнозе и фактах возникновения чрезвычайных ситуаций, о масштабах ЧС, ходе и итогах их ликвидации, а также о состоянии природной среды и потенциально особо опасных объектов предприятия, справочные данные. Сверху вниз передаются сигналы оповещения и команды управления силами и средствами наблюдения, контроля и ликвидации ЧС, информация о прогнозе возникновения ЧС.

В случае возникновения аварийных ситуаций, инцидента, несчастного случая, работник, явившийся свидетелем или участником ЧС, немедленно оповещает о случившемся своего непосредственного руководителя.

При необходимости вызывает пожарную охрану (в соответствии с Договором) и скорую помощь. Непосредственный руководитель при получении информации о происшествии:

- немедленно оказывает первую помощь пострадавшему и при необходимости доставляет его в медицинскую организацию;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Лист
82

- принимает неотложные меры по предотвращению развития аварии или инцидента;
- сохраняет до начала расследования обстановку аварии, инцидента или несчастного случая, какой она была на момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью других лиц и не приведет к катастрофе или возникновению других ЧС;
- немедленно оповещает о факте происшествия: директора; главного инженера; начальника ОТ, ПБ и ОС.

После получения полной информации об аварии, инциденте или несчастном случае главный специалист по ПБ, ТБ, БД и ООС совместно с техническим директором принимают решения о возможности дальнейшего ведения работ на данном участке.

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

Наименование составляющей	Сценарий	Авария	Число погибших	Число пострадавших	Частота аварии
Варандей					

Исходя из толкования понятия «риск», как меры опасности, оцениваемой вероятностью возникновения источника ЧС и ущербом, нанесенным неблагоприятным событием, следует выделить следующие опасные факторы, влияющие на показатели риска на проектируемом объекте:

Факторы, определяющие высокую вероятность возможных аварий:

- ошибки персонала при ведении технологического процесса транспорта нефти, профилактических и ремонтных работ и, особенно при производстве сварочных работ на трубопроводах;
- отказы технологического оборудования, которые при несвоевременном устранении и локализации могут привести к развитию аварийной ситуации и полному разрушению оборудования;
- проведение технологического процесса при высоких давлениях создаёт дополнительную опасность разгерметизации от превышения давления;
- наличие в нефти большого количества агрессивных примесей, абразивных частиц, что обуславливает повышенный коррозионный износ трубопроводов;
- строительство отдельного оборудования и участков трубопроводов (в том числе проведение земляных работ), в условиях эксплуатации рядом расположенных объектов;
- непосредственный контакт трубопроводов с природной средой, чем обусловлена более высокая степень их уязвимости от агрессивных воздействий с ее стороны по сравнению с другими технологическими объектами;
- внешние воздействия природного, техногенного характера и преднамеренные действия (диверсии), характеризующиеся незначительной вероятностью.

4.2 Сравнительный анализ рассчитанных показателей риска аварии на проектируемом объекте со среднестатистическими показателями риска техногенных происшествий и/или критериями приемлемого риска

В качестве критериев приемлемого риска были взяты следующие показатели:

Среднестатистический риск по Российской Федерации (риск летального исхода по причине несчастных случаев и травм по данным составляет $1,3 \times 10^{-4}$ 1/год);

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Стандарт ПАО «ЛУКОЙЛ» «Требования к подготовке предпроектной и проектной документации по обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, окружающей среды и готовности к ЧС в соответствии со стандартами ISO 14001 и OHSAS 18001». При этом на всех объектах ПАО «ЛУКОЙЛ» принято, что риск аварий для производственного персонала ОПО нефтегазовой отрасли на всех этапах жизненного цикла проекта приемлемым, если индивидуальный риск для любого работника не превышает значения $1,0 \times 10^{-4}$ 1/год. Индивидуальный риск проектируемого объекта менее среднестатистического риска по России и менее установленного индивидуального риска для персонала объектов ОАО «ЛУКОЙЛ».

Индивидуальный риск смертельного поражения персонала для проектируемого объекта составляет - $3,51 \times 10^{-8}$ 1/год, санитарного поражения – $1,05 \times 10^{-7}$ 1/год. Индивидуальный риск для персонала проектируемого объекта менее среднестатистического риска по России и менее установленного индивидуального риска для персонала объектов ПАО «ЛУКОЙЛ».

Нормируемый социальный пожарный риск поражения 10 человек отсутствует и не превышает установленного Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности.

Риск смертельного поражения людей в зонах жилых застроек, общественно-деловых зон и зон рекреационного назначения поселений и городских округов отсутствует. В зоны действия поражающих факторов при авариях на проектируемом объекте вышеперечисленные зоны не попадают.

Риск поражения персонала сторонних организаций, в случае реализации на проектируемом объекте рассмотренных сценариев аварий отсутствует.

В соответствии с классификацией Постановления Правительства РФ от 21.05.2007 №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» на проектируемом объекте возможны чрезвычайные ситуации муниципального характера с размером материального ущерба не более 12 млн. рублей и количеством пострадавших не более 50 человек.

4.3 Перечень планируемых мер, направленных на уменьшение риска

Дополнительных технических решений, направленных на уменьшение риска аварий на составляющих проектируемого объекта не требуется. Безопасность населения и персонала других организаций обеспечивается удаленностью объекта от населенных пунктов, промышленных предприятий и мест скопления людей.

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

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т

Ниже приводятся основные организационные мероприятия, направленные на уменьшение риска аварий. В первую очередь мероприятия должны быть направлены на недопущение разгерметизации оборудования и трубопроводов.

Перечень планируемых организационно-технических мер, направленных на уменьшение риска аварий на объектах ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»:

- наличие оперативного плана пожаротушения, плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПЛА), плана по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (ПЛАРН), предусматривающих порядок действий пожарной охраны, аварийно-спасательных формирований и персонала;
- периодическое обновление ПЛА и ПЛАС, по которым необходимо регулярно проводить обучение и тренировки персонала;
- контроль со стороны должностных лиц за соблюдением обслуживающим персоналом объекта требований нормативных документов и инструкций;
- качественное обучение персонала по вопросам профессиональной деятельности и промышленной безопасности, организации его допуска к работе и своевременная аттестация;
- внедрение культуры безопасности.
- С целью снижения вероятности возможных аварий, необходимо:
- осуществление регулярного планового контроля за техническим состоянием оборудования и коммуникаций, систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализации, соблюдением технологических процессов;
- выполнение периодических испытаний технологического оборудования и трубопроводов;
- осуществление планового технического обслуживания, ремонта, технического освидетельствования оборудования и трубопроводов, приборов контроля и средств автоматики, электрооборудования, оборудования систем пожаротушения;
- контроль состояния антикоррозионной и теплоизоляционной защиты технологического оборудования и трубопроводов;
- контроль состояния опорных конструкций технологического оборудования и трубопроводов;
- контроль состояния средств молниезащиты и заземления;
- установка предупредительных знаков и надписей, в том числе по пожарной опасности;
- наличие аварийного запаса труб, деталей, арматуры, средств контроля и автоматики.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т		Лист
											88

С целью уменьшения последствий аварий, необходимо:

- осуществление постоянного контроля состояния противопожарного оборудования, в т.ч. первичных средств пожаротушения;
- поддержание в постоянной готовности сил и средств аварийно-ремонтной службы к ликвидации последствий аварийных ситуаций на объекте;
- контролировать готовность добровольной пожарной дружины и всего персонала к действиям в экстремальных условиях;
- осуществлять оперативное оповещение рабочих и служащих предприятия и населения об аварии и рекомендуемых мерах защиты.

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

15. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
16. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №536 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением"
17. Приказ Ростехнадзора от 27.12.2012 №784 «Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»
18. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 №144 «Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах»
19. ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»
20. СП 284.132580.2016. Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ;
21. ГОСТ 12.0.004-2015 ССБТ «Организация обучения безопасности труда. Общие положения»
22. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»
23. ГОСТ 12.1.007-76* «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»
24. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования»
25. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования»
26. ГОСТ 12.1.018-93 ССБТ «Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования»
27. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»
28. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»
29. ГОСТ Р 12.3.047-2012 ССБТ «Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля»

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т	Лист
										91

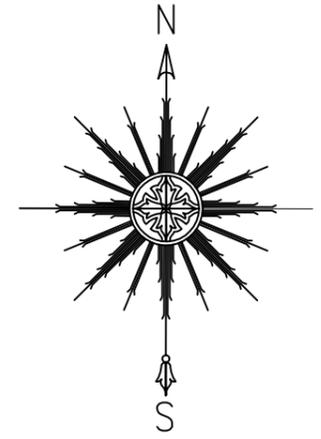
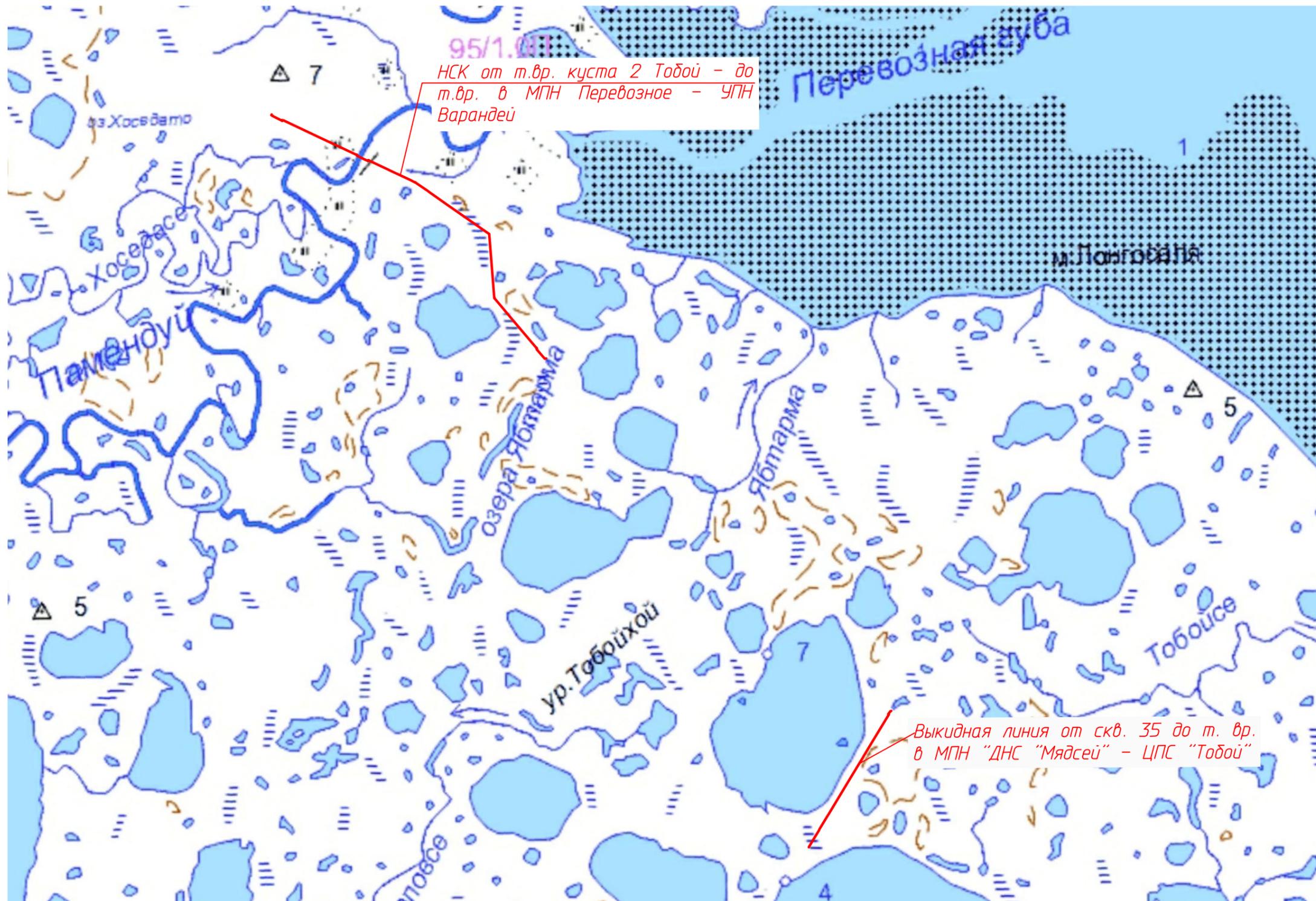
30. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»
31. СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»
32. СП 112.13330.2011 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»
33. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.1-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Руководство»
34. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.2-2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Распределение обязанностей и полномочий»
35. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.4.2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Требования к обучению и проверке знаний работников»
36. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6-2019 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Управление рисками и экологическими аспектами»
37. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.1-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Оценка риска аварий и чрезвычайных ситуаций на опасных производственных объектах»
38. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.6.2-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Методика анализа риска аварий на сухопутных объектах нефтегазодобычи и промысловых трубопроводах»
39. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.8-2019 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Планирование мероприятий»
40. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.2-2019 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация предпроектная и проектная. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов»
41. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.10-2016 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Требования по сбору показателей и формированию отчетности»
42. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.11-2019 «Предупреждение аварий и чрезвычайных ситуаций, готовность к их ликвидации. Реагирование при возникновении аварии и чрезвычайной ситуации»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	19-01-НИПИ/2021-МПБ.Т						Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	92

- 43. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.12-2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Порядок организации и проведения проверок»
- 44. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.13-2019 «Учет и анализ несчастных случаев, профессиональных заболеваний и микротравм на производстве»
- 45. СТО ЛУКОЙЛ 1.6.14-2019 «Система управления промышленной безопасности, охраной труда и окружающей среды. Требования к порядку регистрации, оповещения и расследования причин техногенных событий»

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

Карта-схема 1:25000



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

95/1.011
НСК от т.вр. куста 2 Тобой - до
т.вр. в МПН Переозное - УПН
Варандей

Выкидная линия от скв. 35 до т. вр.
в МПН "ДНС "Мядсей" - ЦПС "Тобой"

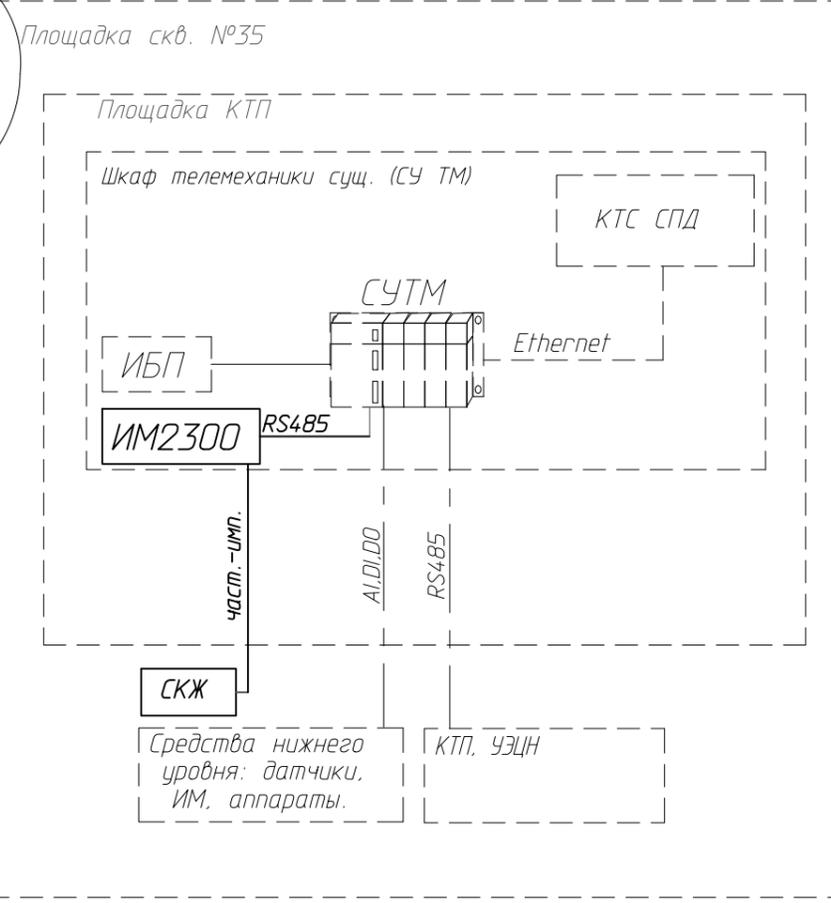
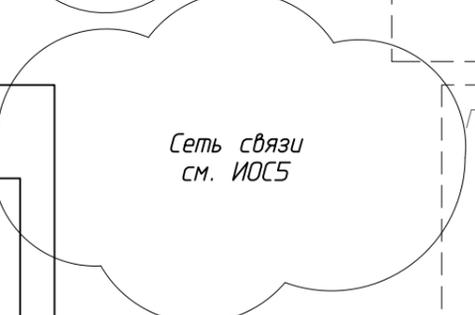
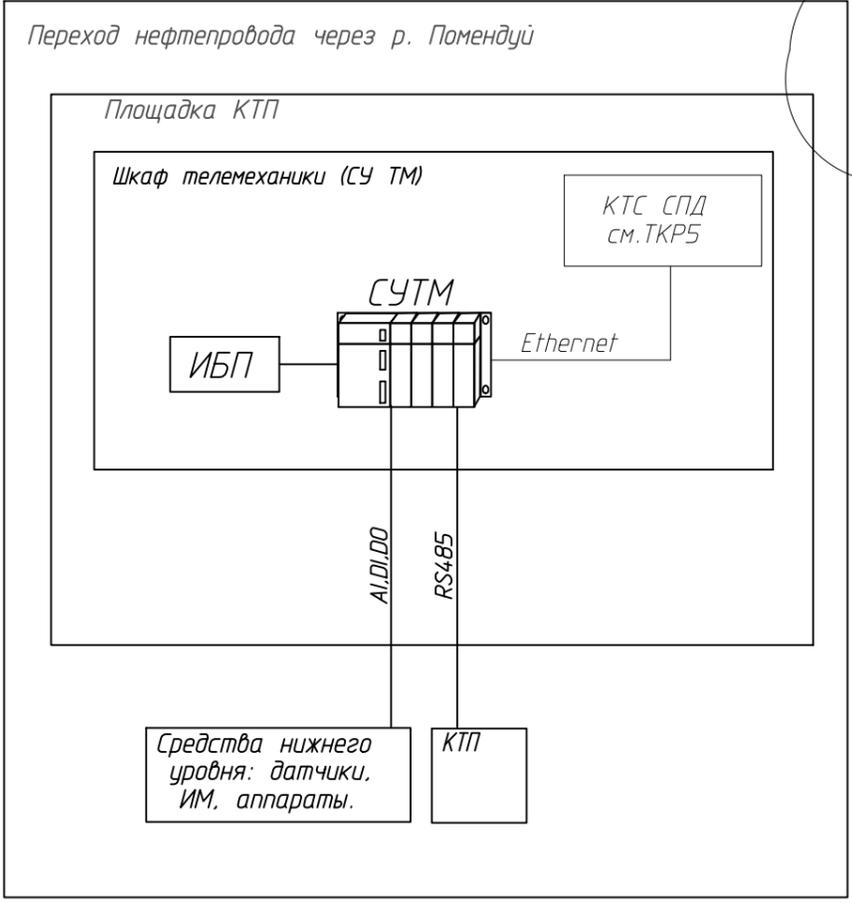
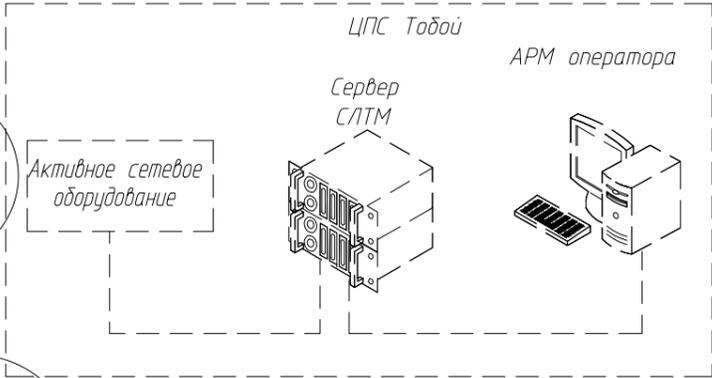
Условные обозначения

— — проектируемые нефтепроводы

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

						19-01-НИПИ/2021-МПБ.Г1		
						Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)		
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Коврижных		<i>Ф.И.О.</i>	04.22	П		1
Проверил		Новоселова		<i>И.И.</i>	04.22			
Н. контр.		Салдаева		<i>С.И.</i>	04.22	ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		
						Карта-схема 1:25000		
						Формат А3		

Автоматизированные системы управления ТПП "ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз" в г. Нарьян-Маре



Условные обозначения:

- оборудование проектируемое
- оборудование, учтенное в смежных томах
- существующее оборудование, здания, сооружения
- ИБП - источник бесперебойного питания

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

19-01-НИПИ/2021-МПБ.ГЗ					
Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.	Конанов				
Проверил	Конанов				
Нач.отд.	Попков				
Н. контр.	Салдаева				
Структурная схема КТС АСУ ТП					Стадия
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"					Лист
Формат А3					Листов
					П
					1

Принципиальная схема организации сетей связи

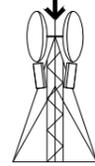
АБК ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»
г. Нарьян-Мар

Существующие программно-аппаратные средства АСУ ТП, ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

БС-1
АМС ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз», ЦПС, Тобойское месторождение

Активное сетевое оборудование

PaE



Мачта связи
БС-1 ШБД SkyMAN R5000-Mm
ODU (Hподв.=19м)
N 68° 52' 09"
E 59° 01' 46"

Существующая сеть передачи данных ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

16 Мбит/с, 6040 МГц
7.5 км

КЦДНГ №1

Диспетчерский инженерный пункт (ЦПС «Тобой»)

Активное сетевое оборудование

Ethernet

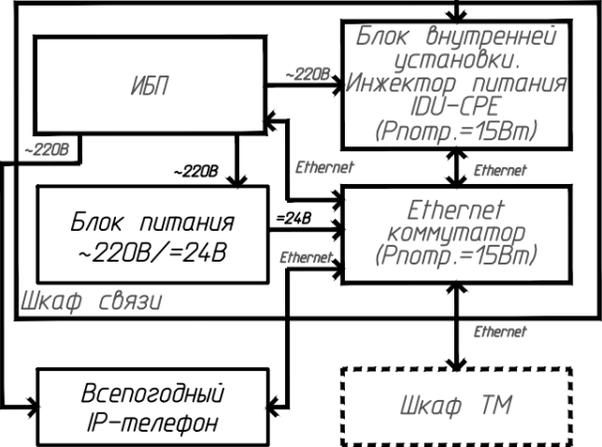
Оборудование АСУ ТП

Переход нефтепровода через р. Помендуй

Стойка связи*
N 68°55'01"
E 58°53'57"
Hподв.=7м, Az.=135°

Блок наружной установки ШБД SkyMAN E6-ST25 ODU-CPE (Pуст.=30Вт) с интегрированной антенной, Ku=25дБн

Ethernet/Power



Площадка КТП

Условные обозначения:

- оборудование существующее
- оборудование проектируемое
- оборудование, предусмотренное смежными томами
- * - оборудование, поставляемое комплектно

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

19-01-НИПИ/2021-МПБ.Г5					
Реконструкция трубопроводов Тобойского месторождения (2023г.)					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Чурикова			05.22
Проверил		Конанов			05.22
Нач. отд.		Попков			05.22
Н. контр.		Салдаева			05.22
Принципиальная схема организации сетей связи					
			Стадия	Лист	Листов
			П		1
					ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»